



CHỨNG KHOÁN GUOTAI JUNAN (VIỆT NAM)  
GUOTAI JUNAN SECURITIES (VIETNAM)

**BÁO CÁO NGÀNH**

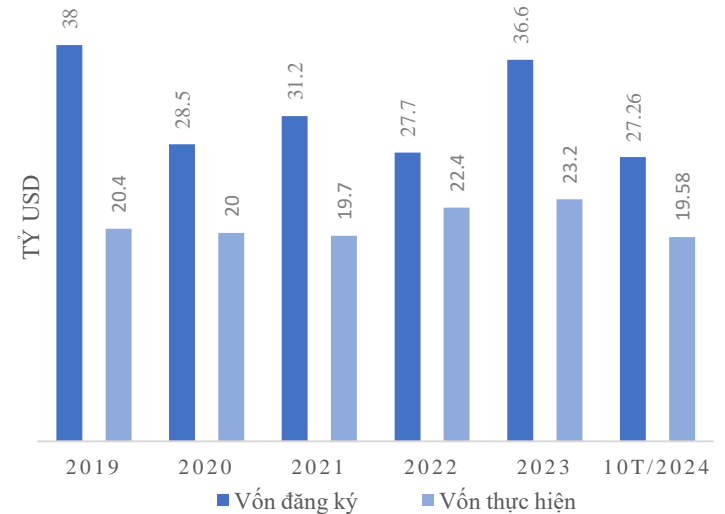
**NGÀNH ĐIỆN 2025:**

**KHẢ QUAN**

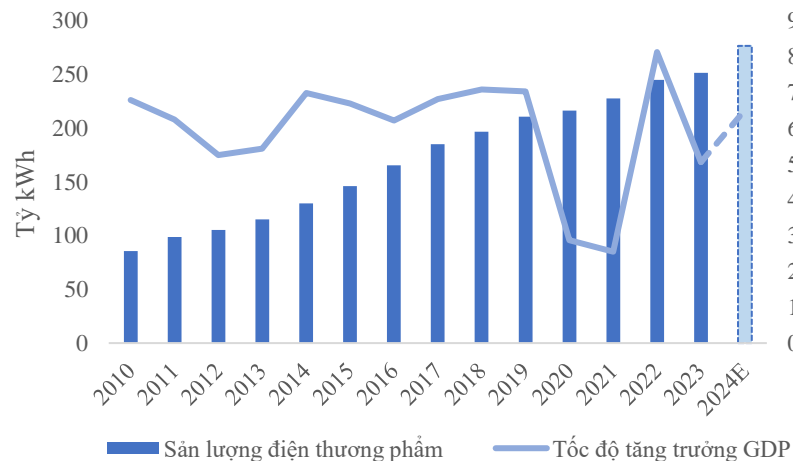
# TIÊU THỤ ĐIỆN ĐƯỢC DỰ BÁO TĂNG KHI DÒNG VỐN FDI VÀO NHÓM NGÀNH CNXD TĂNG

- Chúng tôi dự phóng mức tăng trưởng tiêu thụ điện năng tại Việt Nam đạt mức 12% dựa trên dự báo tốc độ tăng trưởng của GDP ở mức 6.5-7% trong năm 2025. Nhu cầu tiêu thụ điện tại Việt Nam đã tăng trưởng một cách nhanh chóng trong suốt hơn 30 năm và đã đóng một vai trò quan trọng trong quá trình công nghiệp hóa. Trong đó, hai nhóm khách hàng tiêu thụ điện chính tại Việt Nam là nhóm sản xuất công nghiệp – xây dựng, chiếm 54% sản lượng tiêu thụ và nhóm sinh hoạt, dân dụng chiếm 34% sản lượng tiêu thụ. Tốc độ tăng trưởng kép (CAGR) của ngành giai đoạn 2010 - 2023 đang đạt được con số cao là 9% cao hơn khá đáng kể so với mức tăng trưởng bình quân 2.6% của thế giới trong cùng giai đoạn và cũng thuộc top những quốc gia có tốc độ tăng trưởng cao nhất thế giới. Hiện tại Việt Nam đã vươn lên trở thành quốc gia có sản lượng điện lớn thứ 2 Đông Nam Á và lớn thứ 20 trên thế giới.
- Trong giai đoạn 2020-2023, do Covid-19 và suy thoái kinh tế đã dẫn đến tăng trưởng tiêu thụ điện công nghiệp giảm đi đáng kể, tuy nhiên sau 10T2024, chỉ số này đã phục hồi rõ rệt do mức nền thấp và thể hiện được nhu cầu tiêu thụ điện lớn từ việc liên tục mở mới và xây dựng các khu công nghiệp với chỉ số IIP tăng trưởng bình quân 8.7%/năm.
- Ngày 11/10/2024, EVN quyết định điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân là 2,103.116 đồng/kWh, tăng 4.8% so với mức hiện hành. Điều này đến từ việc (1) tỉ trọng sử dụng nguồn điện chuyển dịch theo xu hướng bất lợi khi nhiệt điện (tính đến nhiệt điện than và nhiệt điện dầu) đang có chi phí nguyên liệu đầu vào thì tăng tỷ trọng nguồn điện từ 35.5% lên 43.8%, (2) sản lượng thủy năng tại các hồ chứa sụt giảm mạnh trong năm 2023 do thời tiết trong pha El Nino và (3) nhu cầu phụ tải tăng cao khiến EVN phải mua điện đầu vào với các mức giá thành sản xuất cao hơn đáng kể. Chúng tôi cho rằng việc tăng giá bán điện có thể tác động tích cực hơn đến tình hình tài chính của EVN, đảm bảo dòng tiền thanh toán cho các nhà máy phát điện cũng như có dư địa để huy động từ nguồn điện giá cao hơn.

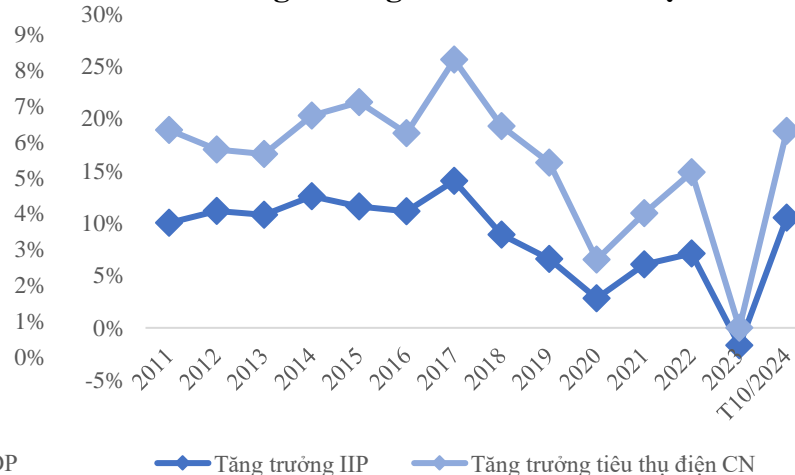
Diễn biến dòng vốn FDI



Sản lượng điện thương phẩm



Tăng trưởng IIP và tiêu thụ điện CN



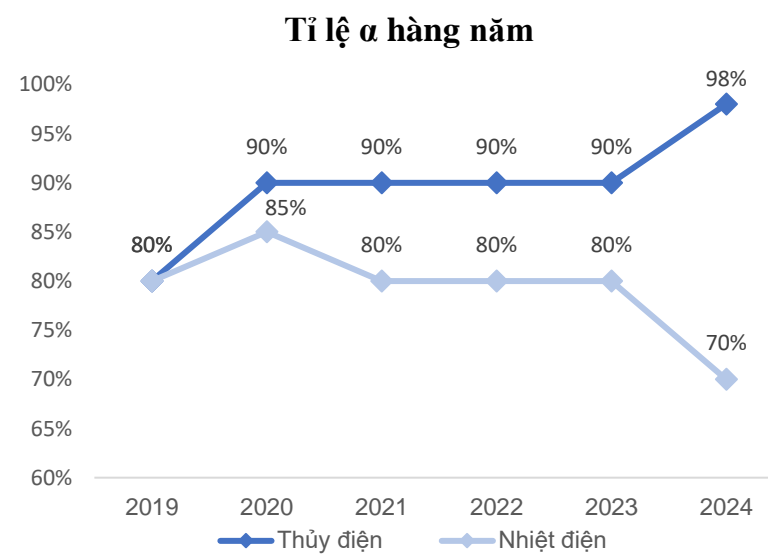
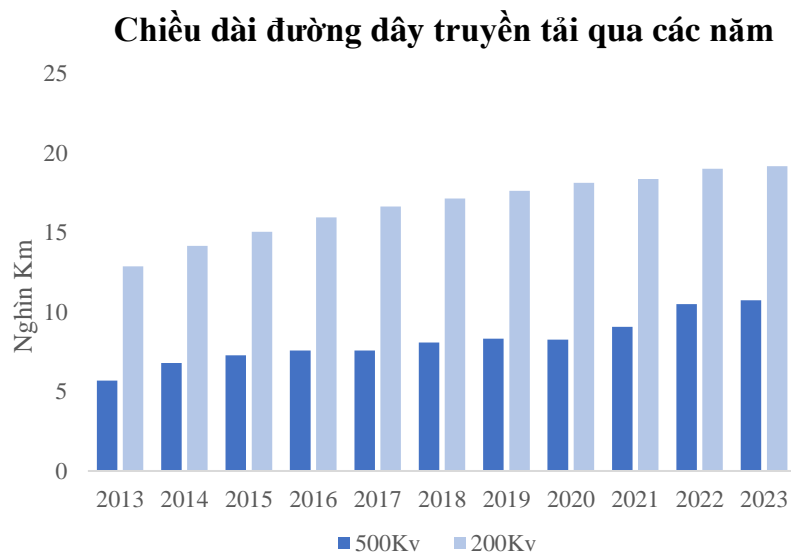
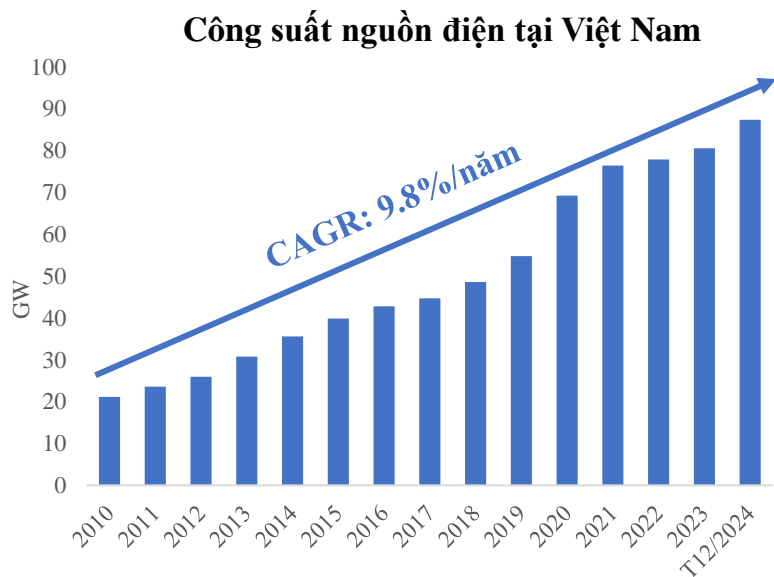
Giá bán lẻ điện bình quân



Nguồn: EVN, GSO, MOIT, GTJASVN Research

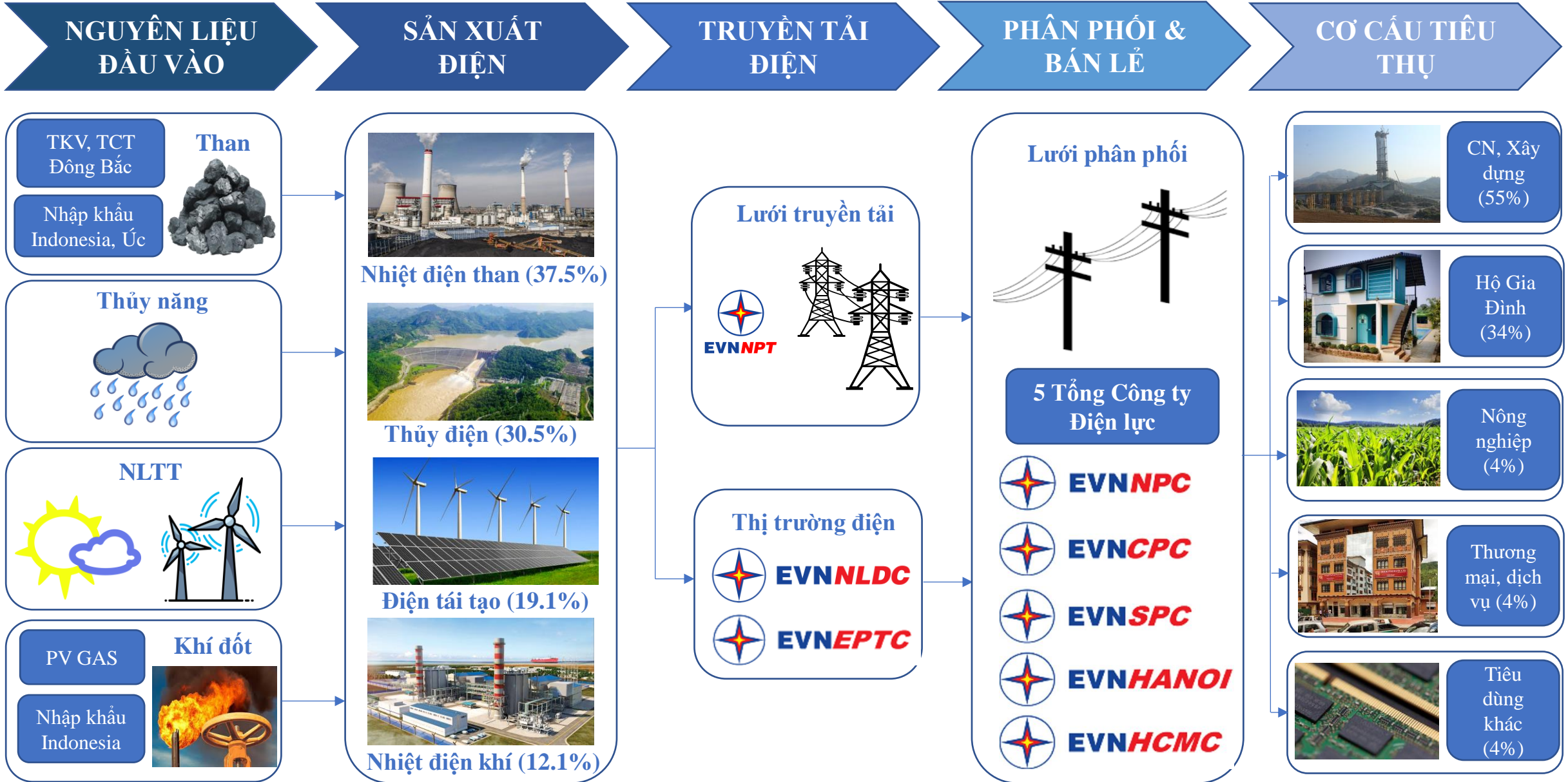
# THỰC TRẠNG QUY MÔ SẢN XUẤT ĐIỆN TẠI VIỆT NAM

- Quy mô công suất điện phát triển vượt xa công suất phụ tải cực đại toàn hệ thống.** Tính đến T12/2024, tổng công suất quy mô nguồn điện của Việt Nam đạt 87.391 MW (+8% YoY) với tốc độ tăng trưởng CAGR trong giai đoạn 2010-2024 đạt khoảng 9.8%/năm, đứng đầu tại khu vực Đông Nam Á và đứng thứ 25 trên toàn thế giới. Mặc dù tổng công suất lắp đặt nguồn điện toàn hệ thống khá cao so với nhu cầu công suất phụ tải cực đại (45.531 MW) tuy nhiên, phân bố nguồn điện và dự phòng nguồn điện giữa các miền không đồng đều nên vẫn gặp tình trạng mất điện đặc biệt tại Miền Bắc.
- Đầu tư mở rộng lưới truyền tải lớn đảm bảo phát triển nguồn cung ứng điện năng lượng tái tạo.** Do các trung tâm điện tái tạo được xây dựng tập trung tại những vị trí xa trung tâm phụ tải (dọc các đường biển và ngoài khơi) và thời gian lắp đặt các trạm nhanh hơn các nguồn điện truyền thống nên cần xây dựng những đường dây truyền tải mới trong thời gian ngắn để theo kịp tiến độ nên các trạm trại điện tái tạo này sẽ cần đường truyền dẫn dài hơn. Trong T8/2024, Tổng công ty Truyền tải Điện Quốc gia (EVNPT) đã đẩy nhanh hoàn thành xong dự án trọng điểm quốc gia đường dây 500kV Mạch 3 Quảng Trạch – Phố Nối trong vòng chưa đầy 1 năm (nhanh hơn gấp 3-4 lần so với các dự án đường dây 500kV tương đương) đã phần nào thể hiện về quyết tâm của Chính Phủ trong việc đảm bảo cung ứng điện và an ninh năng lượng quốc gia.
- Tỉ lệ sản lượng Qc của các nhà máy năng lượng điện truyền thống vẫn đảm bảo sản lượng khai thác điện lớn.** Theo TT24/20219 của BCT, tỉ lệ điện năng qua Hợp đồng (Qc) so với tỉ lệ sản lượng kế hoạch của NLDC công bố ở mức 60-100%. Các nhà máy điện cần đàm phán với A0 hàng năm về tỉ lệ  $\alpha$  được áp dụng sản lượng được khai thác hàng năm. Tỉ lệ này các năm gần đây đang ở mức cao từ 70%-90%, và quan trọng đặc biệt đối với các nhà máy nhiệt điện khi giá điện có tăng thì họ vẫn có thể duy trì mức sản lượng bán ra theo hợp đồng Qc có cam kết.



Nguồn: EVN, EVNPT, ERAV

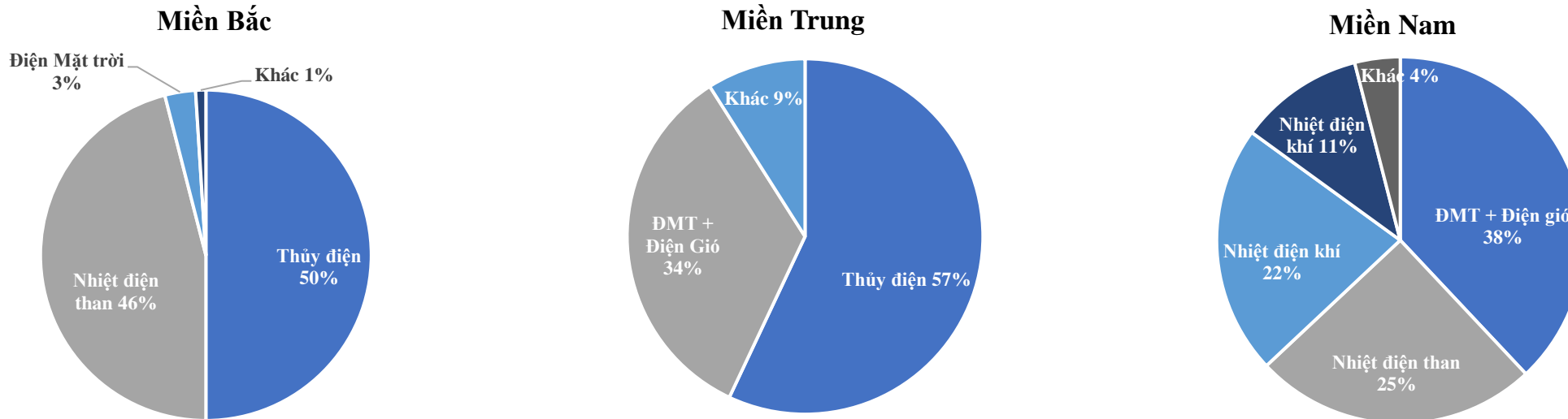
# CHUỖI GIÁ TRỊ NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM 2024



# NGUỒN NGUYÊN LIỆU ĐẦU VÀO ĐA DẠNG NHƯNG TẬP TRUNG PHẦN MẢNH THEO KHU VỰC

**Nguồn tài nguyên đầu vào phân bố không đồng đều dẫn đến tình trạng mất cân bằng trong khâu phân bổ năng lượng điện của 3 miền cả nước.** Theo đó, Nhiệt điện Than – Nguồn điện chiếm tỉ trọng sản lượng công suất lớn nhất tập trung phần lớn tại các tỉnh khu vực phía Bắc (Hải Phòng, Hải Dương, Quảng Ninh,..). Thủy điện thì tập trung ở các tỉnh lân cận 3 hệ thống sông chính là sông Đà, sông Sê San và sông Đồng Nai. Đối với Nhiệt điện Khí và các nguồn NLTT (Điện Mặt trời & Điện Gió) tập trung tại khu vực phía Trung và phía Nam. Các nhà máy sản xuất các năng lượng điện này được xây dựng tập trung theo khu vực dựa vào vị trí địa lí thuận lợi cho nguồn năng lượng đầu vào cũng như yêu cầu về kĩ thuật sản xuất nhằm giảm chi phí đầu vào.

**Cơ cấu công suất nguồn điện theo miền năm 2020**



*Nguồn: Quy hoạch điện VIII*

## 1. NHIỆT ĐIỆN

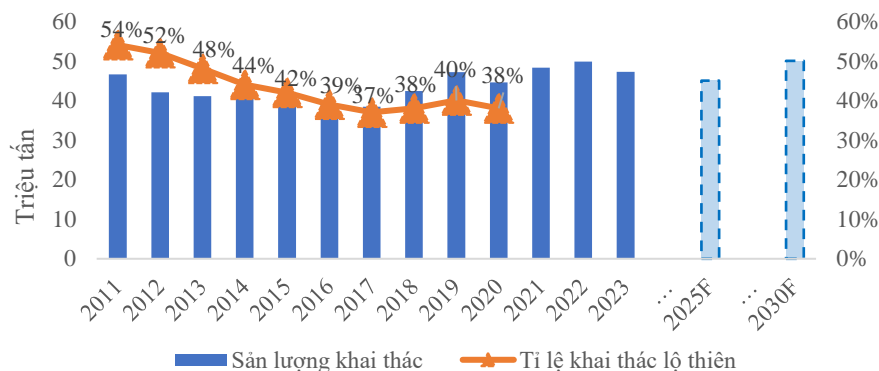
### 1.1 Nhiệt điện than

Việt Nam chủ yếu khai thác tại Bể than Đông Bắc – Quảng Ninh với trữ lượng khoảng 3.6 tỷ tấn (năm 2023), chiếm khoảng 90% trữ lượng than của cả nước. Với công suất khai thác than còn lại, lượng trữ lượng than này đủ để khai thác trong 40 năm nữa. Bên cạnh đó, Việt Nam vẫn còn tiềm năng khai thác than rất lớn từ bể than sông Hồng (chiều dài phân bố từ Hưng Yên đến Nam Định) với lượng tài nguyên ước tính khoảng gần 42 tỷ tấn gấp khoảng 12 lần Bể than Đông Bắc. Tuy nhiên, do điều kiện địa chất phức tạp và hạn chế về công nghệ nên hiện tại chưa thể khai thác thêm từ mỏ than này cho đến năm 2040 khi có kế hoạch khai phá thử nghiệm. Vậy nên, trong điều kiện sản lượng các mỏ lộ thiên ngày càng ít đi, các mỏ hầm lò cần phải khai thác sâu hơn với chi phí cao hơn thì sản lượng công suất đã **gần đạt giới hạn** ở quanh mức 40-50 triệu tấn/năm trong các năm gần đây. Theo đó, sản lượng than được dự báo sẽ duy trì mức 45 -50 triệu tấn đến năm 2030, sau đó giảm dần xuống mức 38 – 40 triệu tấn năm 2040.

**Cũng chính vì lý do trên, ngành điện sẽ nhập khẩu than nhiều hơn trong bối cảnh nhu cầu than đang vượt quá khả năng khai thác.** Ngành điện là ngành tiêu thụ than nhiều nhất chiếm 70-75% sản lượng và do ngành nhiệt điện than tăng trưởng nên từ 2018 nhu cầu tiêu thụ than của riêng ngành điện đã vượt quá công suất sản xuất trong nước và phải nhập khẩu từ các quốc gia như Indonesia, Úc,.. Theo dự báo, nhu cầu than sẽ ngày càng tăng cao đến năm 2030 từ 95-127 triệu tấn/năm và với sản lượng nội địa chỉ duy trì ở mức 45 triệu tấn/năm thì sản lượng nhập khẩu than dự kiến sẽ tăng lên khoảng 50-85 triệu tấn/năm và dần trở thành nguồn đầu vào chủ yếu cho ngành nhiệt điện than. Tuy nhiên, sau khi tăng mạnh trong giai đoạn 2021-2022 giá than thế giới đã quay trở về ổn định từ năm 2023 và có xu hướng giảm dần do (1) sự chuyển dịch sang năng lượng tái tạo tại Châu Âu và (2) Tồn kho than đang ở mức cao trong bối cảnh nhu cầu thấp. Với việc giá than nhập khẩu đang trong xu hướng giảm nên việc sử dụng than nhập khẩu sẽ có lợi cho nhà máy điện than.

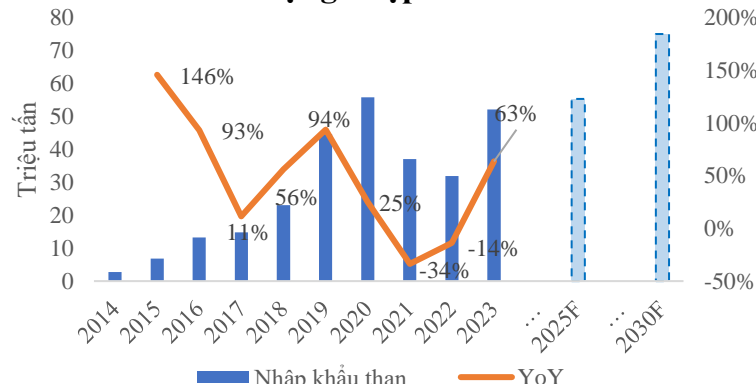
**Về triển vọng trong nửa đầu năm 2025,** chúng tôi cho rằng các nhà máy điện than vẫn sẽ tiếp tục đóng vai trò là nguồn năng lượng điện được huy động với tỉ trọng cao nhất để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện ngày càng tăng tại Việt Nam khi thủy điện sẽ được ưu tiên tích nước vào các mùa khô hơn, đặc biệt tại khu vực miền Bắc nơi tập trung nhiều nhà máy điện than và thủy điện.

**Sản lượng khai thác than tại Việt Nam**



Nguồn: GSO, Dự thảo phát triển chiến lược ngành than

**Sản lượng nhập khẩu than**



Nguồn: Tổng cục Hải Quan

**Newcastle Coal Index 6000 kcal**

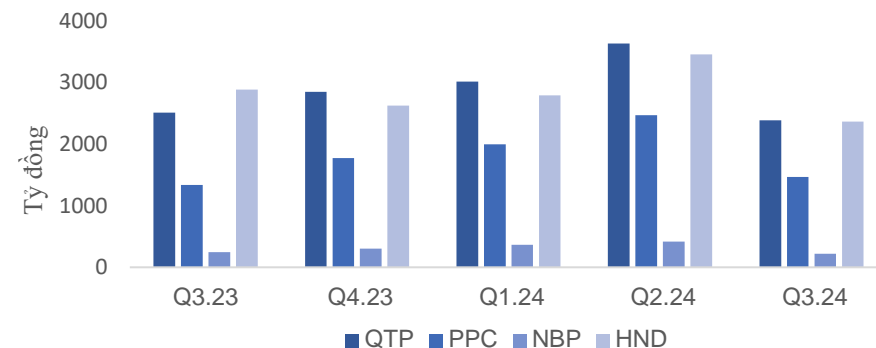


Nguồn: Bloomberg

**Các doanh nghiệp nhiệt điện-Doanh thu kém khả quan nhưng lợi nhuận có sự phân hóa rõ rệt**

Trong Q3/2024, các doanh nghiệp nhiệt điện than ghi nhận KQKD tiêu cực khi ghi nhận doanh thu sụt giảm và nhiều doanh nghiệp báo lỗ đặc biệt là nhóm nhiệt điện than miền Bắc trong đó sản lượng điện sản xuất trong Q3 của HND và QTP lần lượt giảm mạnh đạt 1.2 tỷ kWh (-26.7% YoY) và 1.3 tỷ kWh (-16% YoY) do lượng mưa nhiều hơn khiến sản lượng huy động từ nhiệt điện giảm đi. Theo đó, doanh thu trong Q3 của HND và QTP giảm nhẹ đạt 2.365 tỷ đồng (-16% YoY) và 2.400 tỷ đồng (-5% YoY), tuy nhiên QTP là doanh nghiệp duy nhất thể hiện hiệu quả kinh doanh tích cực với LNST đạt 76 tỷ đồng gấp 6.5 lần svck do cải thiện được hiệu suất máy phát dẫn đến suất hao nhiệt giảm. HND, QTP và NBP đều ghi nhận LNST âm trong bối cảnh giá nguyên liệu đầu vào tăng và sản lượng huy động giảm.

**Doanh thu doanh nghiệp nhiệt điện**



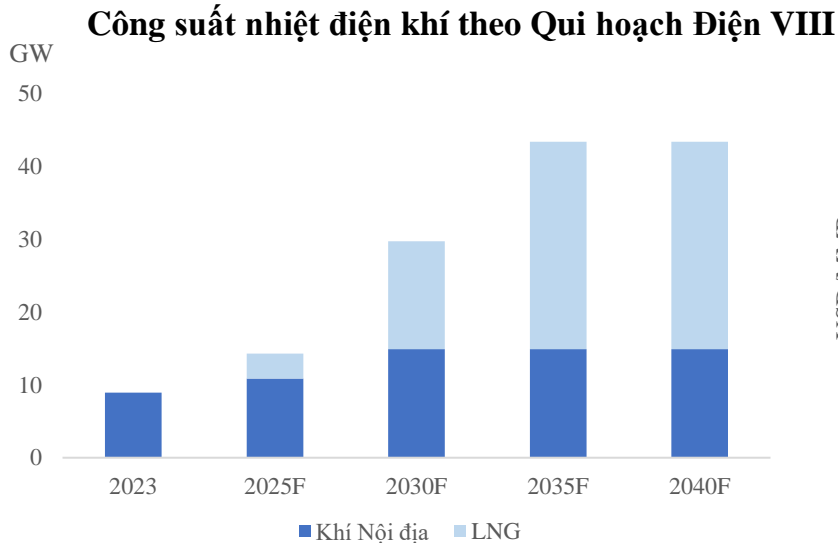
Nguồn: FiinproX, GTIASVN Research

## 1.2 Nhiệt điện khí

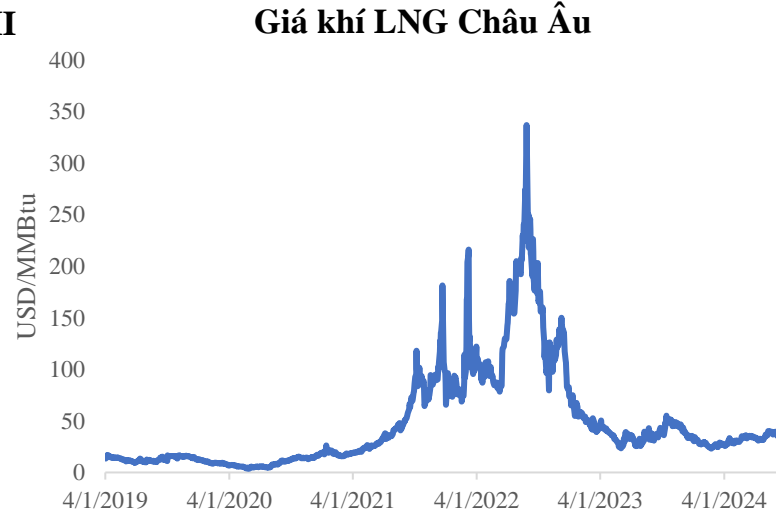
Việt Nam chủ yếu khai thác tập trung ở khu vực phía Nam (Vũng Tàu, Đồng Nai, Cà Mau). Đầu vào, mua khí tự nhiên trực tiếp từ các mỏ của PV GAS, tương lai chuyển sang nhập khẩu khí LNG để sản xuất điện.

**Các nhà máy nhiệt điện khí có độ linh hoạt cao hơn và sạch hơn so với nhiệt điện than nhưng lại có giá thành cao hơn:** Điện khí đang dần đóng vai trò quan trọng hơn trong tổng huy động điện quốc gia do: Đầu tiên điện khí là nguồn điện ổn định duy nhất không bị ảnh hưởng bởi thời tiết so với thủy điện, điện gió, điện mặt trời. Thứ hai điện khí có tính sẵn sàng cao, công suất lớn, với (1) dải điều chỉnh rộng, thời gian đáp ứng nhanh (5-7%/phút) và (2) công suất tối thiểu thấp hơn (40 - 60%), cho phép các tổ máy điện khí có thể vận hành ở mức công suất thấp mà không phải dừng hoạt động máy giúp giảm thiểu chi phí vận hành. Tuy nhiên, trong trường hợp phải ngừng máy thì nhiệt điện khí cũng có thời gian khởi động máy thấp hơn so với nhiệt điện than. Xu thế tương lai về sản xuất điện khí LNG với lợi thế giảm thiểu phát thải khí nhà kính CO<sub>2</sub>, đặc biệt giảm thiểu khí gây ô nhiễm SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> so với các nhà máy điện chạy than và dầu, cho đến năm 2030, công suất điện khí LNG được dự báo đạt 22.400 MW chiếm 15% tổng công suất điện toàn ngành. Về giá khí thế giới trong giai đoạn 2019-2024, chỉ số giá khí Châu Âu TTF Dutch đã tăng mạnh trong giai đoạn năm 2022 lên khoảng 337 USD/MMBtu do mức tăng theo xu hướng của giá dầu thế giới và đã giảm về quanh mức 40 USD/MMBtu. Tuy nhiên, chúng tôi cho rằng với việc giá dầu thế giới đang có xu hướng tăng cao và nhu cầu sử dụng điện khí đang thấp trong bối cảnh ngắn hạn điện khí vẫn chưa thể hiện được sự hiệu quả trong khâu vận hành.

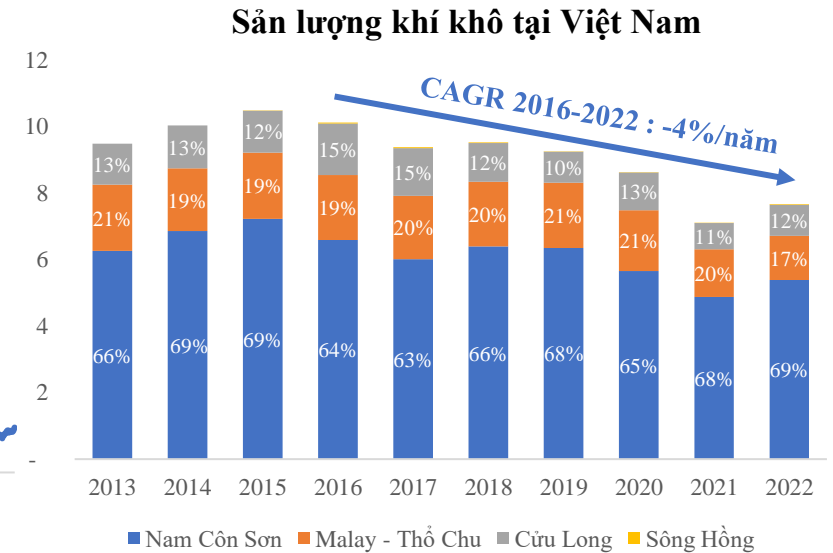
**..... dẫn đến sản lượng khí tại các hệ thống khí hiện hữu sụt giảm gây khó khăn cho các nhà máy nhiệt điện khí.** Sản lượng khí tại Việt Nam tập trung hầu hết tại các bể khí ở miền Nam và bể sông Hồng tại Thái Bình với sản lượng rất nhỏ (1-2%) với sản lượng khí cả nước giảm từ 10.3 tỷ m<sup>3</sup> năm 2016 xuống chỉ còn 7,3 tỷ m<sup>3</sup> năm 2023 do phần lớn các bể đã được khai thác từ lâu dẫn đến trữ lượng đang suy giảm và dần cạn kiệt, đặc biệt là mỏ Nam Côn Sơn và nhìn chung ngành điện khí vẫn là ngành mới nên chưa có khung pháp lý rõ ràng để triển khai khai thác các dự án điện khí mới. Trong năm 2025, chúng tôi nhận định ngành điện khí sẽ chưa có nhiều bước ngoặt lớn do giá khí đang ở mức cao khoảng 1.900 VND/kWh nên sẽ khó cạnh tranh được với các loại hình điện khác, đặc biệt trong bối cảnh sản lượng của các mỏ khí cũ đang suy giảm sẽ dẫn đến chi phí đầu tư khai thác cho những mỏ mới ngày càng tăng cao.



Nguồn: Tờ trình 4967/TTr-BCT, 8/2022



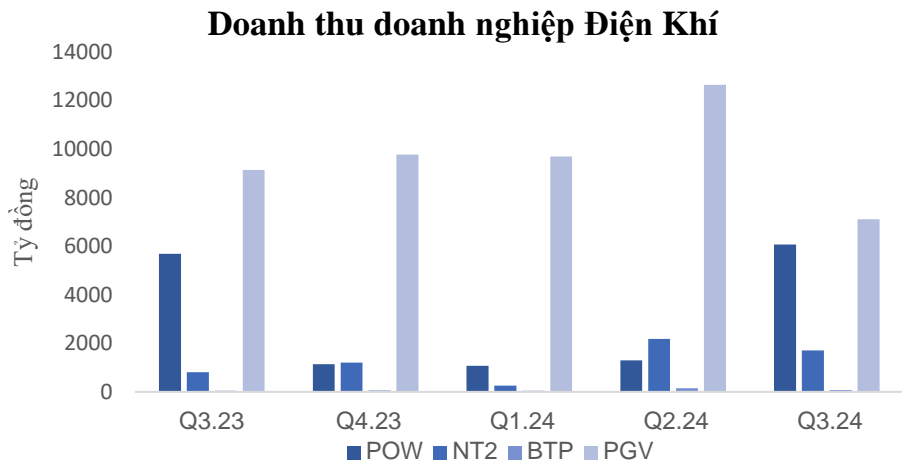
Nguồn: Bloomberg



Nguồn: PV GAS, GTJASVN RS

Giống với nhiệt điện than, KQKD của nhóm nhiệt điện khí vẫn thể hiện nhiều sự khó khăn về sản lượng khí khai thác nhưng vẫn thể hiện sự phân hóa rõ rệt. Trong đó, doanh thu và LNST của POW đạt 5.679 tỷ đồng (-6,0% yoy) và LNST đạt 52 tỷ đồng (-74% yoy), ngược lại NT2 ghi nhận doanh thu đạt 1.712 tỷ VND (+110% YoY) và LNST đạt 44 tỷ do giá bán điện của doanh nghiệp này tăng 3% Svck.

**Mặc dù gặp nhiều bất lợi về giá thành tăng cao trong bối cảnh sản lượng suy giảm, nhưng điện khí vẫn sẽ là xu thế dẫn đầu trong dài hạn.** Chúng tôi cho rằng, điện khí LNG sẽ là nguồn chạy nền quan trọng trong hệ thống có tỉ trọng công suất NLTT cao đặc biệt trong bối cảnh sản lượng khí nội địa đang cạn kiệt. Theo Quy hoạch điện VIII, trong GD 2025-2035, công suất nhiệt điện khí (bao gồm khí LNG) sẽ được phát triển mạnh mẽ với dự kiến sẽ tăng lên 37 GW năm 2030 và 40 GW năm 2035. Ngoài ra, các dự án hạ tầng cung cấp khí mới cũng sẽ được xây dựng song song với các nhà máy nhiệt điện khí và các dự án này có vai trò quan trọng trong việc cung cấp khí cho ngành điện trong tương lai.



Nguồn: FiinproX, GTJASVN Research

## Danh sách các dự án điện khí nổi bật trong giai đoạn 2024-35 theo kế hoạch thực hiện QHĐ8

Nhà máy	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Thời gian hoàn thành	Tiến độ
<b>Điện khí LNG</b>				
Nhon Trạch 3&4	1,600	PVPower	2024	Đang thi công
LNG Hiệp Phước 1	1,200	Công ty TNHH Hải Linh	2024-2025	Đang thi công
LNG Bạc Liêu	2,400	Delta Offshore Energy	2027-2029	Đàm phán hợp đồng MB điện
LNG Sơn Mỹ 1	2,250	Tập đoàn AES	2027-2029	Đang lập FS
LNG Sơn Mỹ 2	2,250	EDF – Sojitz – Kyushu – Pacific Group	2027-2029	Đang lập FS
LNG Quảng Ninh 1	1,500	PVPOWER – Colavi – Tokyo Gas – Marubeni	2028-2029	
LNG Hải Lăng	1,500	Tập đoàn T&T – Hanwha – Kospo - Kogas	2028-2029	
LNG Nghi Sơn	1,500	Liên danh JERA – Sovico	2029-2030	
LNG Quỳnh Lập	1,500		2029-2030	Đang lựa chọn NĐT
LNG Quảng Trạch	1,500	EVN	2029-2030	Đang lập FS
LNG Cà Ná	1,500		2029-2030	Đang lựa chọn NĐT
LNG Long An 1	1,500	VinaCapital - GE	2021-2030	Đang lập FS
LNG Long An 2	1,500	VinaCapital - GE	2031-2035	
LNG Long Sơn	1,500	PGV – TTC – TV2 – Mitsubishi – GE – GTPP	2031-2035	
<b>Điện khí nội địa</b>				
Ô Môn II (Lô B)	2,100	PVN	2027	Kí kết hợp đồng GSA
Ô Môn III, IV (Lô B)	1,050	Vietracimex – Marubeni	2028-2030	
Miền Trung 1,2	1,500	PVN	2030	



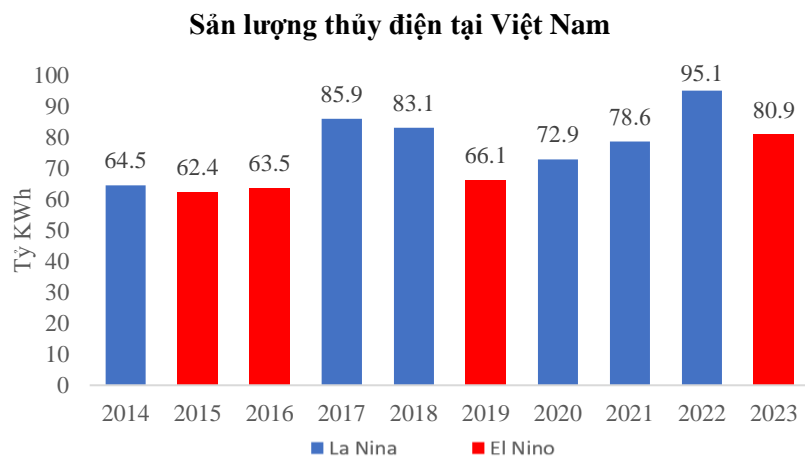
## 2. THỦY ĐIỆN

Trữ lượng thủy năng tại Việt Nam được tập trung chủ yếu khai thác tại 2 khu vực chính là miền núi Phía Bắc và miền Trung – Tây Nguyên. Hai khu vực này là nơi tập trung nhiều hệ thống sông lớn và có nhiều tiềm năng thủy điện hệ thống sông Đà, sông Lô, sông Thao ở miền núi phía Bắc và hệ thống sông Sê San, sông Srepok, sông Đồng Nai ở miền Trung – Tây Nguyên.

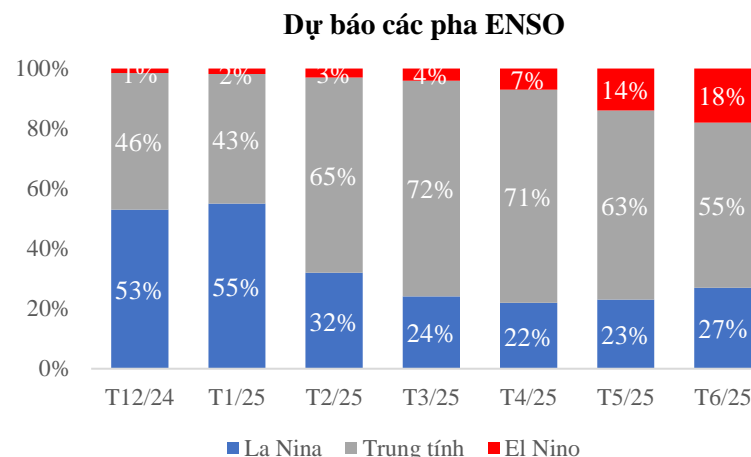
**Dự địa mở rộng công suất thủy điện tại Việt Nam không còn nhiều.** Theo Cục điện lực và Năng lượng tái tạo, tiềm năng kỹ thuật thủy điện ở Việt Nam rơi vào khoảng 26,000 MW trong đó thủy điện vừa và lớn là 20,000 MW và thủy điện nhỏ (công suất dưới 3,000 MW) là khoảng 6,000 MW, trong đó năm 2023 sản lượng trên cả nước đã đạt 22.872 MW. Hiện tại thì Thủy điện đang khó mở mới, do phụ thuộc vào vị trí sông ngòi, các nhà máy thủy điện quy mô lớn >100MW gần như đã được khai thác hết. Nhưng tiềm năng từ các nhà máy thủy điện vừa và lớn còn lại có thể cải thiện công suất bằng cải tạo, nâng cấp và mở rộng nhà máy thủy điện lớn như Hòa Bình, Sơn La, Lai Châu, Ialy, Trị An,... Theo Quy hoạch điện VIII, công suất thủy điện dự kiến đạt 29.346 MW (chiếm 19.5% tổng công suất điện) trong năm 2030 và đạt hơn 36,000 MW (chiếm 6.8% tổng công suất điện) trong năm 2050.

Đầu vào phụ thuộc vào mùa và thủy văn, lượng nước các sông/hồ chứa nên sản lượng thủy năng sẽ không ổn định và cũng không phụ thuộc vào nhu cầu tiêu thụ. Thay vào đó, lợi thế của thủy điện là chi phí đầu vào là rất thấp so với các nguồn năng lượng điện khác, nên mưa càng nhiều thì sản lượng càng nhiều, khi vào các năm xảy ra La Nina, sản lượng thủy điện thường rất cao và sản lượng thủy điện thường thấp vào các năm El Nino.

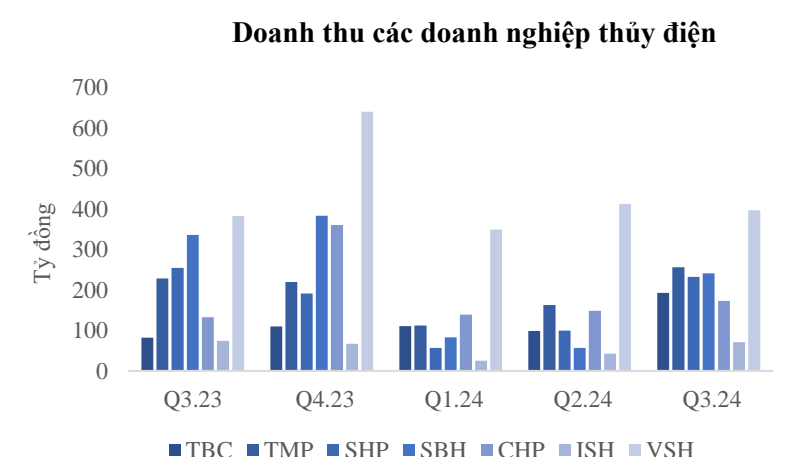
**....KQKD tích cực nhờ vào tình hình thủy văn thuận lợi.** El Nino đã kết thúc và sẽ chuyển sang pha La Nina bắt đầu từ Q3.2024 giúp các DN thủy điện hồi phục sản lượng mạnh mẽ trở lại đạt 66,6 tỷ kWh (+35% YoY) với sản lượng nước về các hồ chứa dồi dào với lượng mưa tăng mạnh. Theo EVN, sản lượng điện giao trực tiếp (Qc) của các nhà máy thủy điện lên đến 95 - 98% trong năm 2024, cao hơn mức thông thường là 85 - 90%. Chúng tôi kỳ vọng các doanh nghiệp thủy điện sẽ duy trì KQKD tốt cho đến Q1.2025 trong xu hướng hưởng lợi trong pha La Nina.



Nguồn: EVN, GTJASVN Research



Nguồn: NOAA, IRI, GTJASVN Research



Nguồn: FiinproX, GTJASVN Research

## Danh sách các dự án thủy điện theo kế hoạch thực hiện QHĐ8

Tên các dự án	Công suất (MW)	Chủ đầu tư	Thời gian hoàn thành	Tiến độ
Nậm Cúm 1,4,5	95.8	CTCP Phát triển Điện Mường Tè	2024-2027	
Nậm Cúm 2,3,6	79.5	CTCP Phát triển Điện Mường Tè	2024-2027	
Sông Hiếu (Bản Mông)	45	Bộ NN & PTNT	2024	
Yên Sơn	90	Tập đoàn Xây dựng và Du lịch Bình Minh	2024-2025	Đang thi công
Hồi Xuân	102	VNECO	2024	Đang thi công
Italy MR	360	EVN	2024-2025	Đang thi công
Đak Mi 1	84	BB Group	2024-2025	Đang thi công
Hòa Bình MR	480	EVN	T8/2025	Đang thi công
Trị An MR	200	EVN	2026	Đang triển khai
Thanh Sơn	40	Công ty TNHH Hà Thành	2024	Đang điều chỉnh quy hoạch
Mỹ Lý	120	CTCP Thủy điện Mỹ Lý – Nậm Mô	2028	Đang điều chỉnh trữ chương ĐT
Nậm Mô 1	51	CTCP Thủy điện Mỹ Lý – Nậm Mô	2028	Đang điều chỉnh trữ chương ĐT
Đức Thành	40	Công Ty TNHH New Wide	2026	Đang thi công
La Ngâu	46	Bộ NN & PTNT	2026	
Cột nước thấp Phú Thọ	105	Tập đoàn Xây dựng và Du lịch Bình Minh	2026	
Cắm Thủy 2	38	Intracom Group	2030	Chờng lần qui hoạch Hồ thủy lợi Cắm Hoàng

### 3. NĂNG LƯỢNG ĐIỆN TÁI TẠO (GỒM ĐIỆN MẶT TRỜI VÀ ĐIỆN GIÓ)

Tổng sản lượng điện năng lượng tái tạo năm 2023 đạt 37,922 triệu kWh (+7% YoY) với công suất đạt khoảng 23,600 MW (chiếm 27% công suất toàn hệ thống), trong đó:

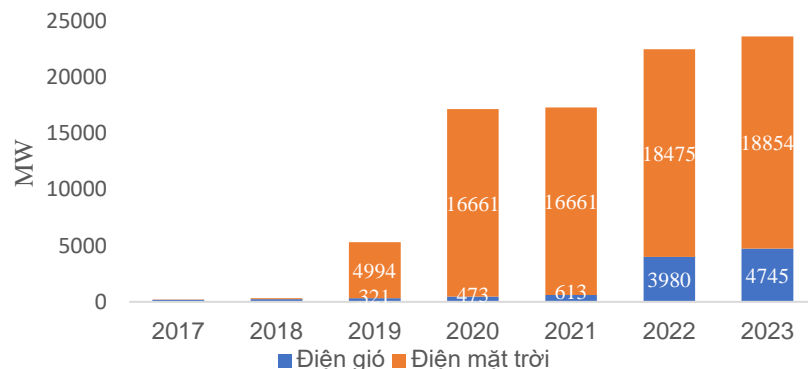
- Điện mặt trời: Công suất khai thác đạt 18,854 MW và tập trung khu vực miền Trung (Ninh Thuận, Bình Thuận, Bình Định, Khánh Hòa,...). Phân bố không đồng đều, tập trung ở những nơi nhu cầu điện thấp, nên hay gây tình trạng quá tải và tắc nghẽn hệ thống điện. Công suất của điện mặt trời không ổn định, vì phụ thuộc vào thời gian nắng, cường độ nắng và thời tiết.
- Điện gió: Công suất khai thác đạt 4,475 MW và tập trung ở ven biển khu vực Nam Trung Bộ và Tây Nam Bộ (từ Bến Tre tới Cà Mau), Quảng Trị, Gia Lai,... Hiện tại thì điện gió chiếm một phần nhỏ trong cơ cấu ngành điện, nguyên nhân cũng đến từ tính thiếu ổn định và cơ chế mua điện của EVN với các DN điện gió.

**Nguồn gió và mặt trời đầu vào thiếu ổn định về sản lượng.** Sản lượng của điện gió và ĐMT phụ thuộc lần lượt vào hướng gió, tốc độ gió và bức xạ của mặt trời nên rất khó để dự báo được sản lượng của 2 nguồn năng lượng này. Điện gió được tạo ra không có quy luật cụ thể nhưng thường biến động theo mùa vụ gió mùa, trong đó Điện gió còn chia thành (1) điện gió trên bờ (Onshore) và (2) Điện gió ngoài khơi (Offshore) và vị trí lắp đặt cho từng loại hình này cũng là yếu tố quan trọng để đạt được sản lượng gió tốt nhất. Đối với ĐMT, sản lượng chủ yếu tập trung vào ban ngày đặc biệt là vào buổi trưa và đạt sản lượng lớn trong các mùa nắng nóng và các tháng trong pha El Nino.

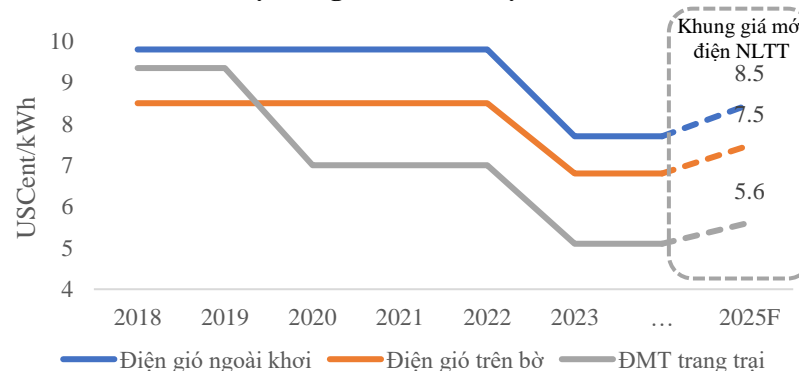
**Triển vọng các dự án điện NLTT gặp khó khăn trong ngắn hạn.** Khi cơ chế giá mua điện cố định (giá FIT) hết hạn, đặc biệt là sau khi TT19/BCT – Quy định về xây dựng khung giá phát điện NLTT được ban hành cũng chưa đưa ra được mức giá chính thức cho các nguồn Điện gió và ĐMT khiến các dự án điện NLTT gặp khó khăn trong việc huy động vốn, đảm bảo lợi nhuận cho các NĐT và cản trở tiến độ thực hiện các dự án Điện NLTT. Tuy nhiên, chúng tôi nhận định khung giá mới sẽ giữ nguyên và tăng nhẹ do (1) thiếu điện tại nhiều khu vực khiến nhu cầu sử dụng điện tăng cao và (2) tiềm năng khai thác của thủy điện và nhiệt điện đang dần cạn kiệt trong bối cảnh bước ngoặt của việc dịch chuyển sử dụng các nguồn điện truyền thống sang điện NLTT theo mục tiêu đề ra của Quy hoạch Điện VIII.

Trong giai đoạn 2010-2015, các doanh nghiệp ĐMT luôn giữ được mức BLNG tương đối cao ở mức 50% do cơ chế giá ưu đãi của Chính Phủ dẫn đến sự tăng trưởng mạnh mẽ từ năm 2019. Mặc dù đã tăng nay bị chững lại do không còn cơ chế giá FIT, đặc biệt là các dự án chuyển tiếp, tuy nhiên các DN điện NLTT vẫn thể hiện bức tranh KQKD tích cực do sản lượng khai thác tăng mạnh với tăng trưởng doanh thu ấn tượng của BCG, GEG và PC1 ở mức 11-15% so với cùng kỳ.

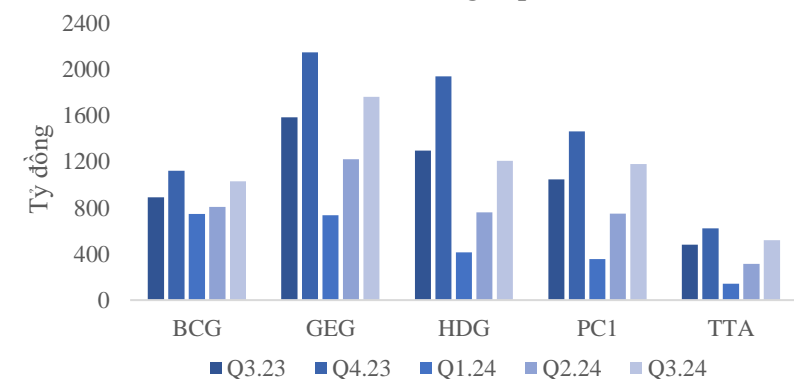
Công suất điện NLTT 2017-2023



Dự báo giá bán của điện NLTT



Doanh thu doanh nghiệp Điện NLTT



Nguồn: MOIT, EVN, VEA GTJASVN Research

## Triển vọng dài hạn đến từ việc đóng vai trò trụ cột từ dịch chuyển sang nguồn điện NLTT và cơ chế bán điện trực tiếp (DPPA)

Với việc chính phủ phê duyệt Quy hoạch điện VIII quốc gia giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 với mục tiêu tỉ trọng điện NLTT đến năm 2050 sẽ chiếm tỉ trọng lớn đạt 63% trong đó:

- **Điện gió trên bờ:** Tổng công suất đạt 12,9 GW vào năm 2030 (tăng trưởng 55%/năm). Giai đoạn 2030-2035, điện gió trên bờ tiếp tục tăng trưởng ở mức 7%/năm.
- **Điện gió ngoài khơi:** Tổng công suất đạt 6 GW vào năm 2030 và 18 GW vào năm 2035.
- **Điện mặt trời:** Tổng công suất đạt 20,6 GW vào năm 2030. Trong giai đoạn 2030-2035, Điện mặt trời sẽ được đẩy mạnh với CAGR đạt khoảng 23%/năm. Theo đó, Điện mặt trời vẫn là nguồn năng lượng được kì vọng sẽ chiếm tỉ trọng lớn trong công suất khai thác điện theo chủ trương của CP.

Ngoài việc tập trung đẩy mạnh sản lượng điện tái tạo, vào T10/2024, BCT phê duyệt khung giá điện ưu đãi nhập khẩu của Lào trong 5 năm từ ngày 31/12/2025 với mức giá trần tối đa là 6.4 UScent/kWh thấp hơn đáng kể so với cơ chế giá FIT 2 tại VN ở mức trung bình 7.25UScent/kWh.

Theo Nghị định 80/2024/NĐ-CP, ngoài việc là bước đi bản lề cho việc phát triển Thị trường Bán buôn Điện (VWEM) và sau này tiến tới Thị trường Bán lẻ Điện Cạnh tranh (VREM), cơ chế bán điện trực tiếp (DPPA) còn khuyến khích đầu tư vào các dự án điện năng lượng tái tạo. Ngoài ra, DPPA giúp đảm bảo cam kết về sản lượng, cũng như giảm thiểu các rủi ro biến động giá trên thị trường do tính chất của hợp đồng CfD. Cơ chế DPPA trong nước được thể hiện với 2 mô hình sau:

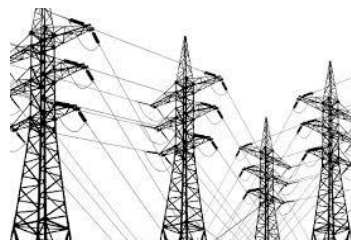
### Mô hình 1: Mua bán điện qua đường dây kết nối riêng

Đơn vị phát điện NLTT có thể ký hợp đồng trực tiếp với khách hàng sử dụng điện lớn (sản lượng tiêu thụ bình quân 200.000 kWh/tháng trở lên tính trong 12 tháng gần nhất). Khách hàng và bên phát điện sẽ tự thỏa thuận về sản lượng và giá bán, thường đàm phán trên cơ sở giá bán lẻ điện do nhà nước quy định.

#### Sơ đồ truyền tải điện theo phương thức kết nối điện trực tiếp



Các đơn vị phát điện NLTT

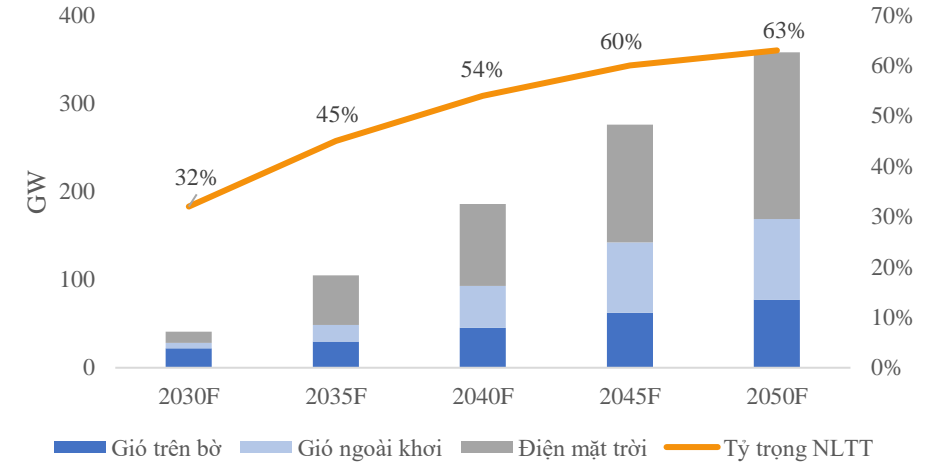


DPPA có đường dây kết nối điện trực tiếp



Khách hàng tiêu thụ điện

#### Công suất nguồn điện tái tạo theo QHĐ8

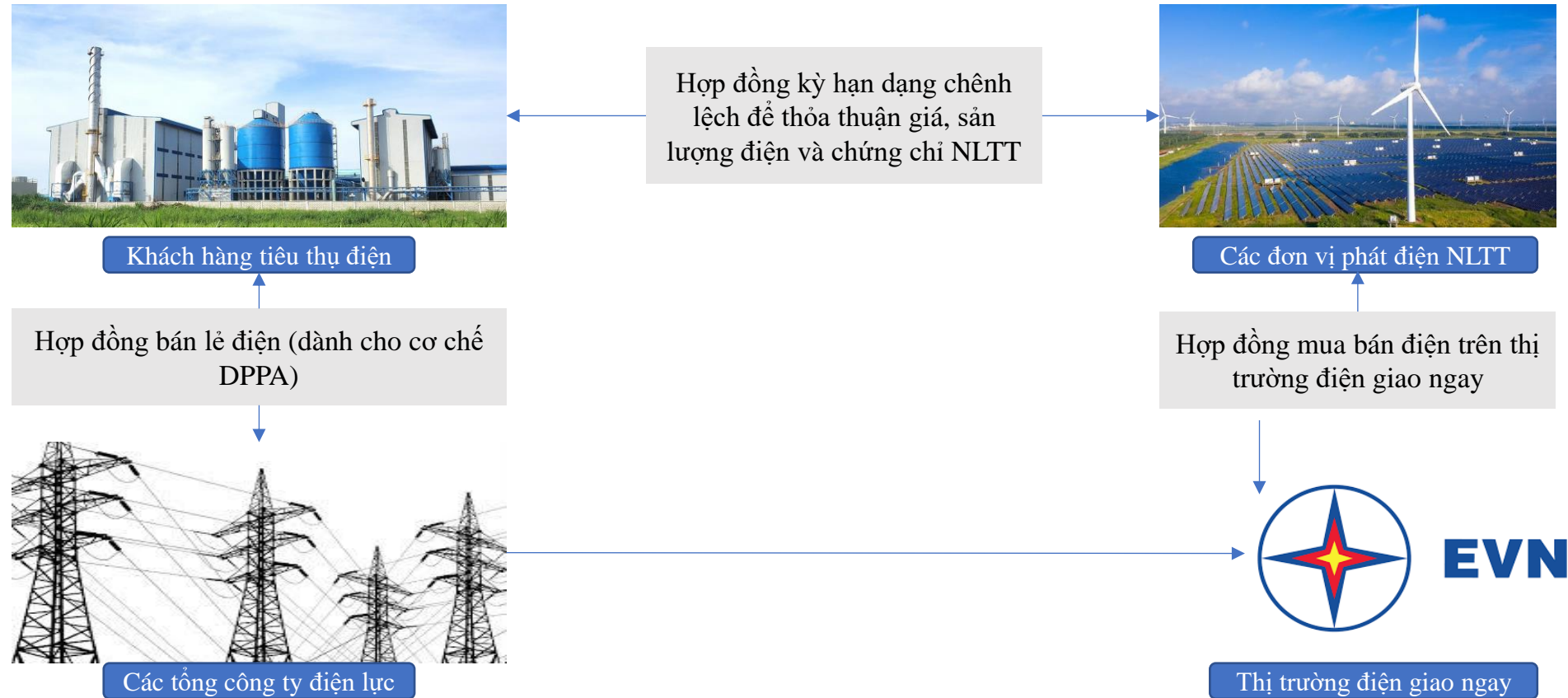


Nguồn: Quy hoạch điện VIII

Nguồn: VEA, GTJASVN Research

## Mô hình 2: Mua bán điện qua lưới điện quốc gia

Mô hình này cho phép các khách hàng lớn hoặc đơn vị bán lẻ điện được ủy quyền (có sản lượng mua điện từ 200.000 kWh/tháng trở lên và đấu nối lưới điện quốc gia từ cấp điện áp 22 kV trở lên) được mua điện từ các đơn vị phát điện NLTT thông qua lưới điện quốc gia với điều kiện tham gia vào mô hình của các đơn vị phát điện NLTT có công suất từ 10MW trở lên. Đối với sản lượng điện năng tiêu thụ hiệu chỉnh bằng giá trị nhỏ nhất giữa điện năng tiêu thụ của bên mua và sản lượng thực phát của đơn vị phát điện NLTT, bên mua cần phải trả thêm cho EVN chi phí điện năng theo giá thị trường điện, chi phí sử dụng dịch vụ hệ thống điện và chi phí thanh toán bù trừ chênh lệch.



*Nguồn: VEA, GTJASVN Research*

Theo đó, chúng tôi kì vọng các doanh nghiệp điện NLTT, đặc biệt là các doanh nghiệp có kinh nghiệm trong triển khai các dự án Điện gió & ĐMT và có chi phí LCOE thấp sẽ được hưởng lợi từ các cơ chế giá bán điện giúp cải thiện sản lượng điện khai thác và từng bước khẳng định vai trò quan trọng của nguồn năng lượng điện này trong tương lai.

# CỔ PHIẾU NGÀNH ĐIỆN VÀ QUAN ĐIỂM ĐẦU TƯ

Chúng tôi phân chia triển vọng đầu tư nhóm cổ phiếu ngành điện theo 2 nhóm:

- ❖ Các doanh nghiệp sở hữu nhiều nhà máy thủy điện trong mảng năng lượng sẽ được hưởng lợi từ pha thời tiết La Nina (mưa nhiều), đặc biệt là các doanh nghiệp có sở hữu nhà máy tại khu vực miền Trung nơi tập trung mùa mưa nhiều và các doanh nghiệp có lợi thế về hồ chứa nước với mực nước trữ sâu.

- ❖ Các doanh nghiệp sở hữu danh mục nhà máy điện mặt trời và điện gió sẽ được hưởng lợi nhờ vào việc dịch chuyển cơ cấu năng lượng tới năng lượng tái tạo theo Quy Hoạch Điện 8, và có vị trí địa lí tốt để huy động được sản lượng điện cao. Ngoài ra, chúng tôi sẽ ưu tiên các doanh nghiệp với thế mạnh trong lĩnh vực đa ngành và có nhiều dự án phát triển bên ngoài danh mục nhà máy điện

## KHUYẾN NGHỊ ĐẦU TƯ

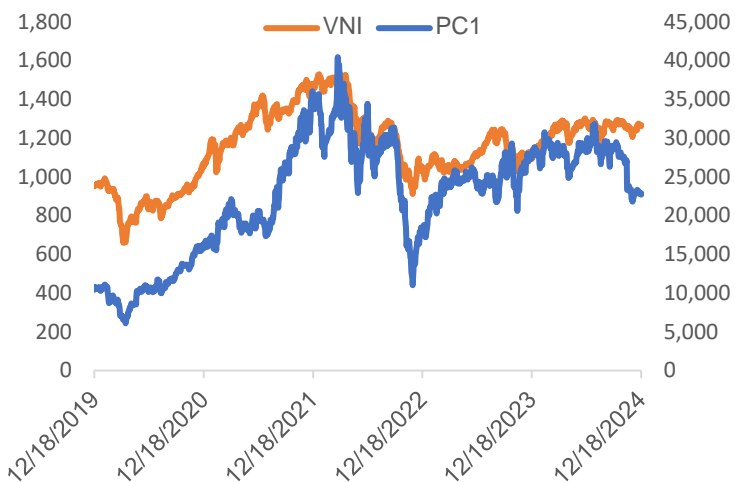
**PC1 – MUA – 30,130 VND (+31.86%)**

**VSH – TRUNG LẬP – 52,300 VND (+6.52%)**

**HDG – MUA – 34,300 VND (+20.4%)**



## Diễn biến giá cổ phiếu



## Thông tin cổ phiếu (18/12/2024)

**Giá hiện tại (VND) 22,850**

Biến động giá 52T 21,630 – 27,680

Khối lượng GDBQ 52T 3,855,616

Vốn hóa (tỷ đồng) 8,172.12

P/E 18.61

P/B 0.93

**Công ty cổ phần Tập Đoàn PC1** là doanh nghiệp dẫn đầu cả nước trong lĩnh vực xây lắp điện với kinh nghiệm thực hiện nhiều dự án truyền tải điện quốc gia, đặc biệt là các dự án tổng thầu EPC, PC tới cấp điện áp 500 KV. Sau khi thể hiện được vị thế trong ngành tư vấn xây dựng điện, PC1 đã mở rộng sang lĩnh vực SXCN, đầu tư năng lượng và đầu tư kinh doanh bất động sản.

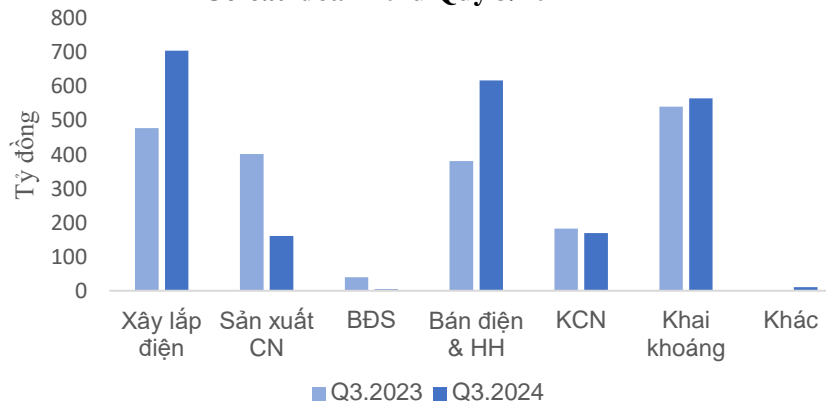
### Cập nhật KQKD Q3/2024: Động lực tăng trưởng chính đến từ mảng xây lắp điện giúp báo lãi sớm cả năm.

Luỹ kế 9 tháng đầu năm, Tập đoàn PC1 ghi nhận 7,538 tỷ đồng doanh (+47% YoY), và lợi nhuận sau thuế tăng gấp hơn 6 lần, đạt 578 tỷ đồng (đạt 110% KH) hoàn thành vượt mục tiêu lãi cả năm nay, trong đó:

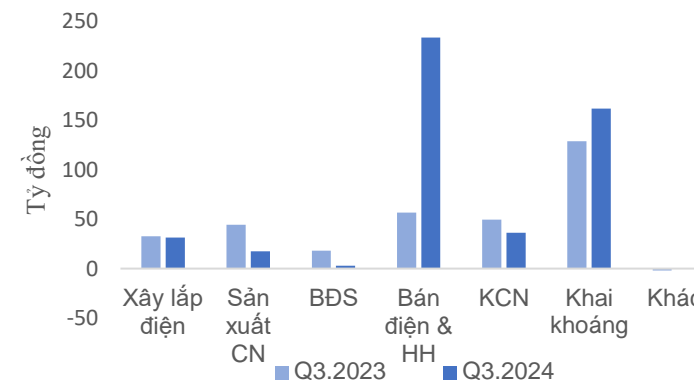
- Mảng xây lắp điện đem lại nguồn doanh thu chính cho PC1 khi trong Quý 3 đạt 705 tỷ (+48% YoY) với đóng góp gia tăng quy mô chủ yếu do dự án Đường dây 500kV mạch 3, nâng tổng lũy kế doanh thu mảng xây lắp điện trong 9 tháng đạt 2,457 tỷ đồng (+66% YoY)
- Doanh thu mảng khai khoáng với hoạt động chính là bán tinh quặng Nikel ghi nhận tăng trưởng đột biến trong 9 tháng đầu năm 1,431 tỷ đồng tăng gấp 2.6 lần so với cùng kì.
- Mặc dù trong quý 3/2024, hoạt động sản xuất công nghiệp suy giảm mạnh 60% xuống còn 161 tỷ đồng, nhưng lũy kế 9 tháng của mảng này vẫn ghi nhận kết quả tích cực đạt gần 1,230 tỷ đồng (+65% YoY)

Các khoản chi phí được tiết giảm đáng kể trong đó chi phí bán hàng giảm 16,4 tỷ đồng (-26% YoY), chi phí tài chính đạt 98,2 tỷ đồng (-70% YoY) do tỷ giá từ cuối Q3/2024 giảm mạnh giúp giảm đáng kể các khoản lỗ chênh lệch tỷ giá các khoản vay USD tại 3 nhà máy điện gió của PC1. Theo đó, PC1 ghi nhận lợi nhuận sau thuế trong quý 3 đạt 259 tỷ đồng gấp 2.6 lần so với cùng kì.

### Cơ cấu doanh thu Quý 3/2024



### Cơ cấu Lãi gộp Quý 3/2024



### 1. Mạng xây lắp điện phục hồi đến từ mức nền thấp trong 2023 và lượng backlog khả quan.

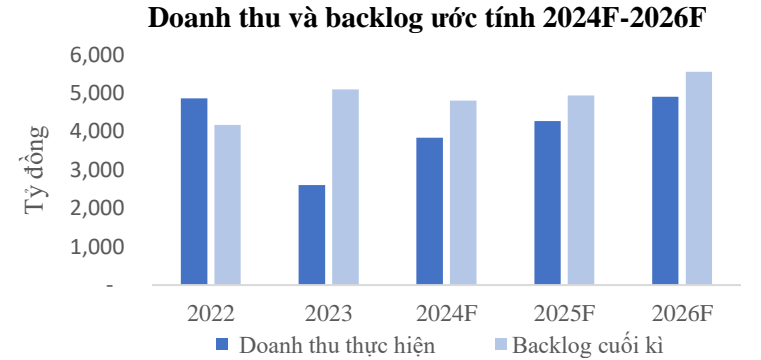
Mạng xây lắp vẫn sẽ tiếp tục là trụ cột đóng góp vào nguồn thu ổn định cho công ty và là nền tảng cho sự phát triển của các mảng kinh doanh khác. Trong T10/2024, PC1 đã ký hợp đồng tổng thầu EPC Nhà máy điện gió Camarines Sur với công suất 58,5MW tại Philippines. Khối lượng công việc ghi nhận của PC1 sẽ đạt 1,200 tỷ dự kiến sẽ được ghi nhận trong giai đoạn 2025-2026, theo đó chúng tôi kỳ vọng khối lượng Backlog trong 2025 của PC1 sẽ đạt khoảng 4,950 tỷ đồng đến từ việc ký mới thêm nhiều hợp đồng ổn định theo Quy Hoạch Điện 8 về xây dựng phát triển nguồn điện từ 2025-2030 cũng như việc mở rộng sang thị trường xây dựng quốc tế tại các quốc gia Philipines, Lào, Úc. Theo đó chúng tôi dự phóng doanh thu trong 2024F/2025F cho mảng xây lắp điện của PC1 đạt lần lượt 3,844 /4,279 tỷ đồng (+47.4%/11.4% YoY).

### 2. Mạng năng lượng hưởng lợi trong ngắn hạn nhờ vào pha thời tiết La Nina.

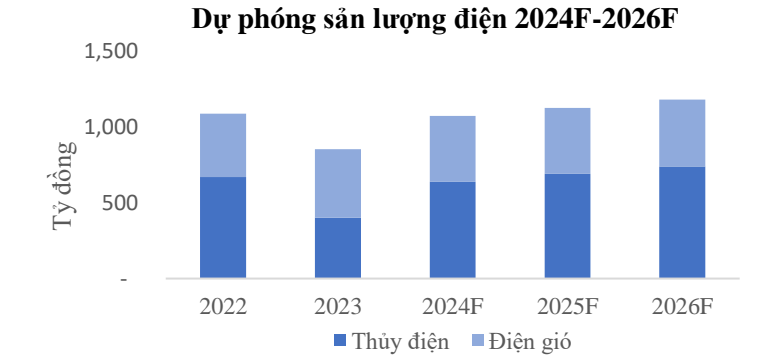
Trong 9T/2024, mạng thủy điện ghi nhận sản lượng đạt 509 triệu kWh (đạt 97% so với KH) do thời tiết thuận lợi trong Q3. Chúng tôi cho rằng, xác suất tiếp La Nina sẽ tiếp tục kéo dài cho đến hết T3/2025, theo đó chúng tôi kỳ vọng sản lượng mạng thủy điện trong năm 2024 của PC1 sẽ đạt 638.3 triệu kWh (+59% YoY). Bên cạnh đó, PC1 hoàn thành các thủ tục pháp lý để triển khai thi công dự án thủy điện trong giai đoạn 2024-2025 với 2 nhà máy thủy điện là Bảo Lạc A (30 MW) và Thượng Hà (13 MW). Dự kiến trong năm 2026, công suất thủy điện các nhà máy của PC1 sẽ đạt 212 MW (+25% YoY). Đối với mảng điện gió, chúng tôi dự phóng duy trì ổn định trong năm 2024 và tăng nhẹ trong 2025 nhờ vào giá bán điện tăng trong bối cảnh tỷ giá USD/VND có xu hướng tăng. Doanh thu mảng năng lượng của PC1 trong năm 2024F/2025F, chúng tôi kỳ vọng đạt 1,732/1,823 tỷ đồng (+18.6%/5.3% YoY).

### 3. Tiềm năng tăng trưởng lĩnh vực khoáng sản trong trung hạn từ việc khai thác “kho báu” Niken

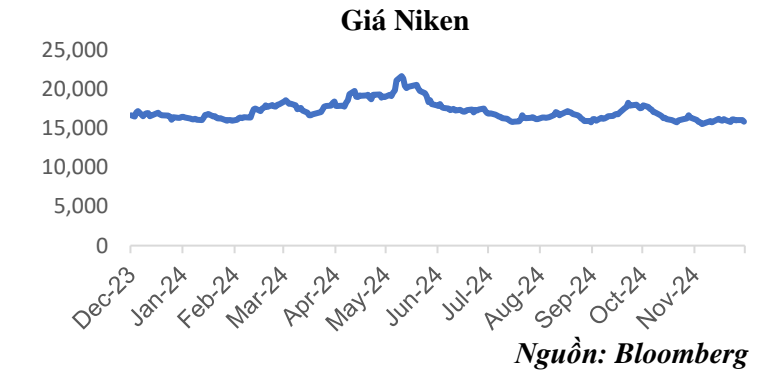
Tính đến T12/24, giá Niken vẫn duy trì ở mức thấp (-4.7% YTD) và được dự báo sẽ tiếp tục đi ngang trong 2025 do nguồn cung tại Indonesia (quốc gia có công suất khai thác Niken lớn nhất thế giới) và Phillipines tiếp tục gia tăng trong bối cảnh nhu cầu tiêu thụ Niken đang suy yếu tại Trung Quốc. Chúng tôi cho rằng, việc nguồn cung quá lớn đang là yếu tố kìm hãm của đà tăng giá của Niken trong ngắn hạn, tuy nhiên trong trung hạn, chúng tôi kỳ vọng giá Niken sẽ được cải thiện mạnh mẽ nhờ xu hướng chuyển dịch mạnh mẽ sang xe điện tại nhiều quốc gia, đặc biệt tại Việt Nam. Với việc PC1 là doanh nghiệp niêm yết duy nhất có khả năng sản xuất và khai thác Niken thông qua công ty con là công ty CP Khoáng sản Tân Phát (PC1 sở hữu 57.27%). Với việc ký kết hợp tác với Trafigura – doanh nghiệp kinh doanh kim loại màu lớn thứ hai trong lĩnh vực khoáng sản, sẽ giúp PC1 đảm bảo được các đơn hàng đầu ra trong các năm tiếp theo. Chúng tôi nhận định, khai thác khoáng sản sẽ mở ra một lĩnh vực kinh doanh mới cho PC1 với biên lợi nhuận gộp ở mức 30%, trong đó chúng tôi dự phóng với mức giá Niken sẽ giảm nhẹ so với năm 2023, doanh thu trong năm 2024 đạt 2,057 tỷ đồng (+191,7% YoY) do mức nền thấp ở 2023 do chỉ hoạt động trong 6 tháng cuối năm trong khi doanh thu trong năm 2025 sẽ giữ nguyên (+0% YoY).



Nguồn: PC1, GTJASVN Research



Nguồn: PC1, GTJASVN Research



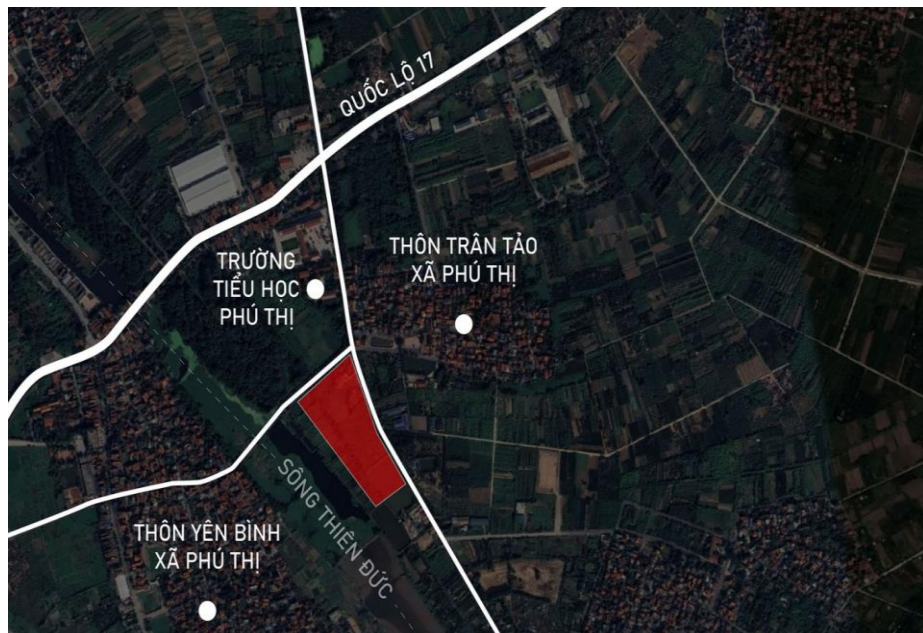
Nguồn: Bloomberg



#### 4. Triển vọng dài hạn từ việc mở rộng thị trường BĐS dân dụng và KCN.

- **BDS dân dụng:** PC1 dự kiến khởi công dự án 1,5 ha tại khu dân cư Tháp Vàng, huyện Gia Lâm với tổng mức đầu tư khoảng 1.536 tỷ đồng trong Q4/2024 và dự kiến ghi nhận toàn bộ doanh thu trong 2025.
- **BDS KCN:** PC1 cho biết, ngoài KCN Nomura 1 đã được cho thuê hết 100%, hiện Dự án Khu công nghiệp Nomura Giai đoạn 2 đã hoàn thành thiết kế và được phê duyệt quy hoạch 1/2.000 và đồng thời cũng đang trong quá trình đề xuất đầu tư KCN Phú Mỹ tại Vũng Tàu. Đối với các dự án KCN của công ty liên kết Western Pacific (PC1 sở hữu 30% công ty), KCN Yên Phong 2A đã bàn giao được 14% diện tích thương phẩm và sẽ đẩy mạnh triển khai cho trong năm 2025, đối với cả KCN Yên Lệnh. Chúng tôi kì vọng, KCN Yên Phong và Yên Lệnh 2A sẽ đạt tỉ lệ lấp đầy lên 30% với giá thuê lần lượt là 165 và 85 USD/m<sup>2</sup>. Dự kiến, WPG sẽ ghi nhận LNST đạt 300 tỷ, theo đó PC1 sẽ ghi nhận lợi nhuận từ công ty liên doanh liên kết ở mức 90 tỷ (+4% YoY). Trong dài hạn, Western Pacific đặt mục tiêu mở rộng tổng quỹ đất công nghiệp lên 1.000 ha vào năm 2025 và 2.000-3.000 ha vào năm 2030, kì vọng sẽ đóng góp 1 khoảng lợi nhuận lớn cho PC1 từ năm 2026.

Vị trí dự án khu dân cư Tháp Vàng



Các dự án BĐS KCN PC1 đang triển khai

KCN	Tỉ lệ sở hữu	Diện tích	Giá cho thuê (USD/m <sup>2</sup> )	Cập nhật dự án
Nomura GD1	70%	123	120	Cho thuê với tỉ lệ lấp đầy đạt 100%
Nomura GD2	100%	123	120	Chờ cấp chủ trương đầu tư
Yên Phong IIA	18.6%	151	165	Tỉ lệ lấp đầy đạt 14%
Yên Lệnh	30%	49	83	Đang triển khai thi công
Yên Lư	30%	66	115	Được cấp chủ trương đầu tư trong Q3/24
Đồng Văn 5	30%	166	90	Được cấp chủ trương đầu tư trong Q3/24

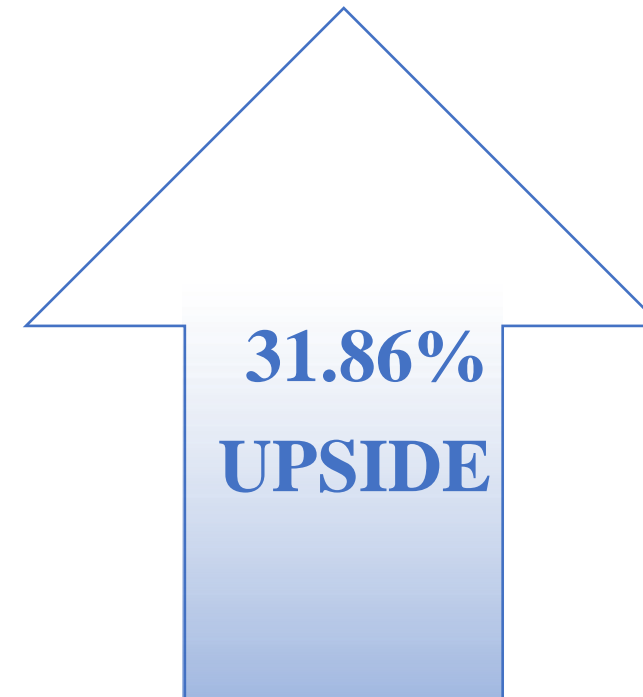
Chúng tôi khuyến nghị **MUA** cổ phiếu **PC1** với giá mục tiêu **30,130 đồng/cổ phiếu** tương đương mức Upside **31.86%** so với giá đóng cửa ngày 18/12/2024 dựa trên 2 phương pháp định giá chính là P/E và FCFF với tỉ trọng 50%/50% cho mỗi phương pháp.

Đối với mô hình định giá chiết khấu dòng tiền FCFF với dự phóng DTT trong 2024-2025 tăng trưởng lần lượt là 10,251 tỷ đồng (+31,8% YoY) và 10,932 tỷ đồng (+6.6% YoY) nhờ vào (1) lượng backlog xây dựng điện lớn trong 2025, (2) sản lượng thủy điện cải thiện nhờ vào pha thời tiết thuận lợi và (3) triển vọng đột biến từ mảng khai thác khoáng sản. Biên lợi nhuận gộp ước đạt gần 20% và 21%. Theo đó, chúng tôi ước tính LNST CĐ CT mẹ đạt khoảng 575 tỷ (+311% YoY) và 848 tỷ (+47% YoY) lần lượt trong 2024F và 2025F.

Về rủi ro đầu tư, chúng tôi quan ngại các rủi ro liên quan đến việc:

- ❖ Rủi ro tỷ giá biến động khi doanh nghiệp có nhiều khoản vay bằng ngoại tệ
- ❖ Khả năng thực hiện backlog xây dựng điện không đạt được như quá khứ theo kì vọng.

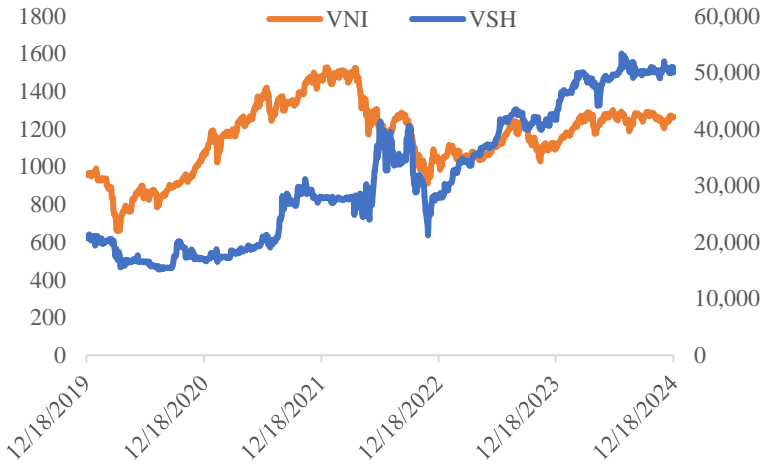
<b>DCF</b>	<b>P/E</b>
<b>VND</b> <b>36,570</b>	<b>VND</b> <b>23,680</b>





# CTCP Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh (HOSE:VSH)

## Diễn biến giá cổ phiếu



**Công ty cổ phần Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh** tiền thân là Nhà máy Thủy điện Vĩnh Sơn trực thuộc Công ty Điện Lực III. VSH hoạt động trong các lĩnh vực như kinh doanh các vật tư và tư vấn xây dựng các dự án thủy điện, dịch vụ quản lý và giám sát thi công các nhà máy thủy điện, nổi bật nhất là sản xuất và kinh doanh điện năng chủ yếu là thủy điện. Hiện tại VSH sở hữu 03 nhà máy thủy điện hoạt động ổn định với tổng công suất là 356 MW, cung cấp sản lượng điện khoảng 1,8 tỷ kWh/năm vào lưới điện Quốc gia.

### Cập nhật KQKD Q3/2024: Lãi gấp 3 lần cùng kỳ nhờ hoạt động tài chính

- Mặc dù doanh thu 9T2024 đạt 1,158 tỷ đồng (-40% YoY) nhưng doanh thu trong riêng Q3/2024 đã thể hiện sự phục hồi khi đạt 396,3 tỷ đồng (+3.7% YoY) nhờ vào sản lượng thủy điện phục hồi sản xuất 392.3 triệu kWh (+5.38% YoY) do tình hình thời tiết thuận lợi khi chuyển sang pha La Nina.
- Doanh thu tài chính của VSH trong kỳ này đạt hơn 6 tỷ đồng, tăng gấp 4,6 lần cùng kỳ năm trước nhờ vào doanh thu từ các hợp đồng tiền gửi có lãi suất cao hơn. Đồng thời, chi phí tài chính giảm 41%, xuống còn 65,2 tỷ đồng, nhờ vào việc công ty tái cơ cấu các khoản vay từ ngân hàng có lãi suất cao, cùng với việc lãi suất thị trường giảm trong quý III. Theo đó, LNST của công ty đạt gần 78 tỷ đồng tăng gấp 3 lần so với cùng kỳ năm trước.

## Thông tin cổ phiếu (18/12/2024)

**Giá hiện tại (VND) 50,100**

Biến động giá 52T 40,530 - 53,400

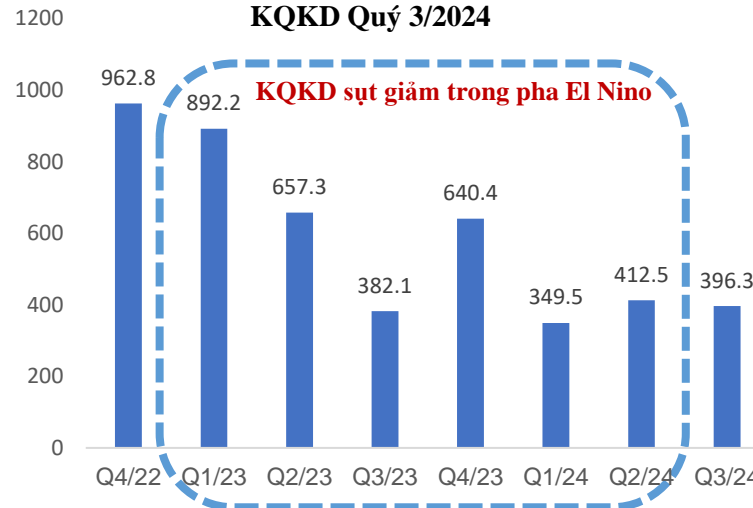
Khối lượng GDBQ 52T 18,377

Vốn hóa (tỷ đồng) 11,835.69

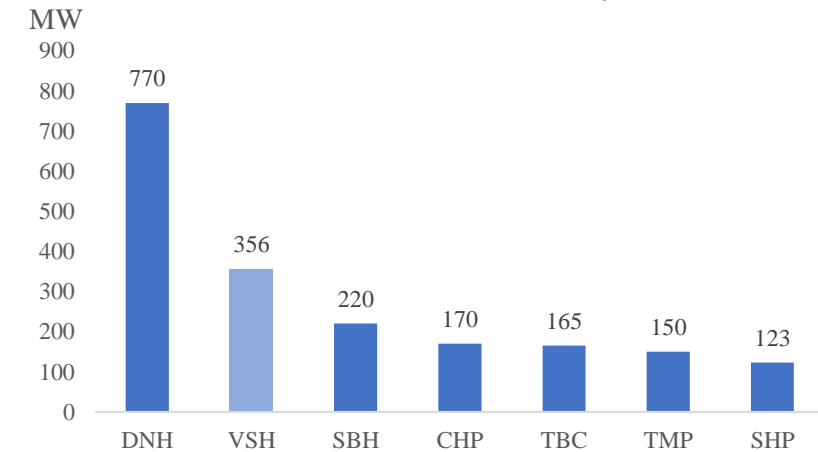
P/E 31.41

P/B 2.5

## KQKD Quý 3/2024



## Công suất thiết kế của các DN Thủy điện



Nguồn: BCTC VSH, GTJASVN Research



# TRIỂN VỌNG DOANH NGHIỆP

## 1. Hưởng lợi từ nhu cầu tiêu thụ điện công nghiệp tăng cao

Khu vực phía Nam, đặc biệt là HCM và Đồng Nai đang là 1 trong những tỉnh được giải ngân vốn FDI cao nhất cả nước. Trong Q3/24, tăng trưởng GDP khu vực Nam Trung Bộ đạt mức tăng trưởng 8% cao hơn trung bình cả nước là 5.5% với lĩnh vực đóng góp chính từ du lịch và công nghiệp nổi bật là các dự án KCN hóa chất, dầu khí tại Nghi Sơn và khu vực cảng biển tại Quy Nhơn. Chúng tôi dự báo nhu cầu tiêu thụ điện tại khu vực miền Nam trong năm 2025 sẽ tăng trưởng tới 12% so với cùng kỳ. Theo đó, các nhà máy thủy điện của VSH là nhà máy thủy điện Vĩnh Sơn và Sông Hình lần lượt đặt tại Bình Định và Phú Yên (thuộc khu vực Nam Trung Bộ) sẽ đáp ứng sản lượng điện cho các nhà máy, KCN tại khu vực này và đặc biệt trong bối cảnh nguồn điện từ nhiệt điện than và nhiệt điện khí đang dần bị khai thác hết tiềm năng.

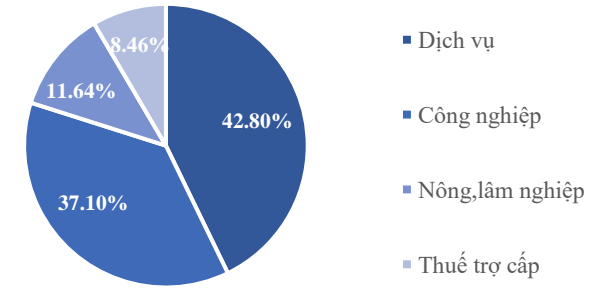
## 2. Sản lượng thủy điện phục hồi nhờ vào điều kiện thời tiết thuận lợi

Lũy kế 10 tháng năm 2024, sản lượng điện thương phẩm ước đạt 206,86 tỷ kWh (+11.6% YoY), trong đó sản lượng từ thủy điện đạt 76,31 tỷ kWh (+14.34% YoY) chiếm gần 30% tỷ trọng sản lượng huy động toàn ngành điện. Nửa đầu năm 2024, các DN thủy điện huy động sản lượng thấp do thời tiết đang trong pha El Nino, tuy nhiên thời vụ cao điểm của thủy điện cùng với thời tiết đang chuyển sang pha La Nina rõ rệt từ Q4/24 sẽ giúp bứt phá về sản lượng huy động từ thủy điện. Với việc thuộc những doanh nghiệp có công suất thiết kế các nhà máy thủy điện lớn nhất cả nước sẽ giúp VSH bứt phá KQKD đáng kể khi chi phí huy động từ thủy năng chỉ ở mức 400-600đ/kWh. Đặc biệt, VSH có lợi thế về vị trí các nhà máy với mức chứa nước của các nhà máy điện cao hơn đáng kể so với các nhà máy trong cùng khu vực Nam Trung Bộ và Tây Nguyên. Chúng tôi cho rằng, đây sẽ là điều kiện quan trọng giúp VSH tích trữ được lượng thủy năng trong điều kiện thuận lợi cho thủy điện như hiện tại.

## 3. Triển vọng từ việc nâng cấp và mở rộng công suất nhà máy thủy điện trong giai đoạn 2024-2025.

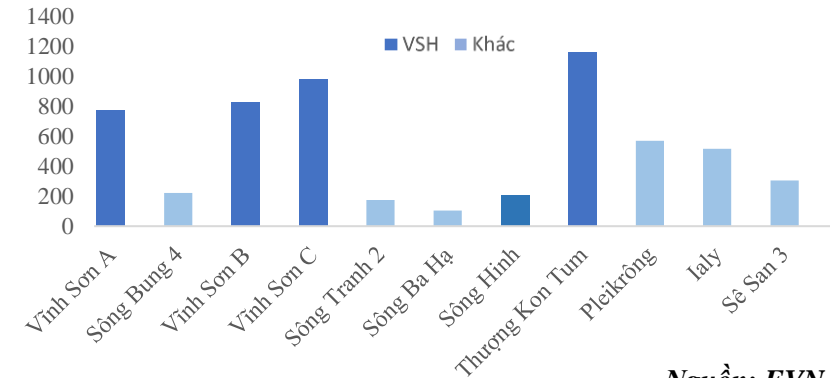
Theo QHĐVIII cho đến năm 2030, Thủy điện sẽ là nguồn năng lượng quan trọng để giải quyết vấn đề thừa, thiếu trong biểu đồ phụ tải hệ thống điện, đặc biệt trong bối cảnh tiềm năng khai thác đang hạ nhiệt do công suất đạt tối đa, việc mở rộng các nhà máy thủy điện sẽ là phương án hiệu quả nhất về mặt chi phí và vẫn đảm bảo được hiệu quả về sản lượng huy động. Trong năm 2024, VSH đã có kế hoạch mở rộng dự án nhà máy Vĩnh Sơn thêm 40 MW và dự án sông Hình thêm 70 MW và dự kiến sẽ hoàn thành vào năm 2026. Ngoài ra, VSH còn được hưởng lợi về giá bán điện theo hợp đồng PPA nhờ vào công ty mẹ của doanh nghiệp là REE đã đàm phán được mức giá bán điện cho nhà máy của VSH lên 1,310đ/ kWh (+19.5% so với Hợp đồng trước). Theo đó, chúng tôi cho rằng trong thời điểm thuận lợi về thời tiết cũng như các chính sách hỗ trợ phát triển thủy điện từ Chính phủ sẽ giúp VSH bứt phá được về doanh thu và sản lượng thủy năng từ việc mở rộng công suất các nhà máy.

Cơ cấu tỷ trọng GDP theo ngành nghề tại Nam Trung Bộ Q3/24



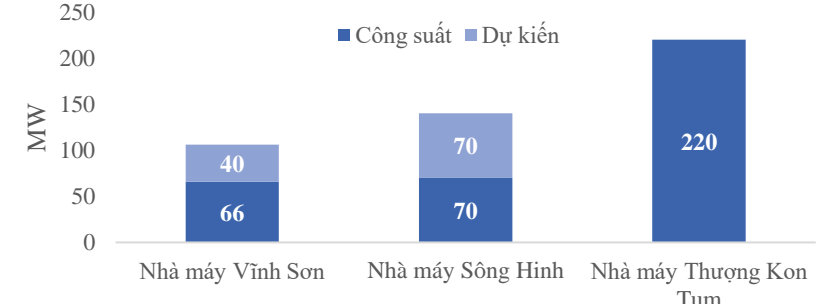
Nguồn: GSO

Mức nước dâng của các hồ thủy điện trong khu vực (mét)



Nguồn: EVN

Mở rộng công suất nhà máy thủy điện



Nguồn: VSH, GTJASVN Research



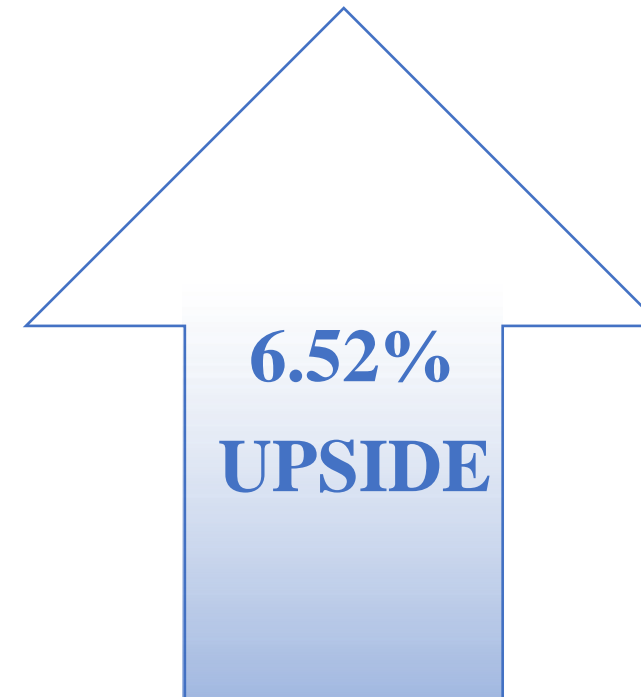
# DỰ PHÓNG VÀ ĐỊNH GIÁ

Chúng tôi khuyến nghị **NĂM GIỮ** đối với cổ phiếu VSH với mức giá hợp lý của cổ phiếu trong năm 2025 là **52,300 đồng** tương đương mức **Upside 6.52%**. Về phương pháp định giá, chúng tôi sử dụng 2 phương pháp định giá so sánh lần lượt là EV/EBITDA và P/E với tỷ trọng 50%/50% cho mỗi phương pháp khi so với các công ty thủy điện có cùng quy mô và doanh thu trong năm vừa qua. Chúng tôi dự phóng doanh thu của VSH trong năm 2024F/2025F lần lượt đạt 2,164 tỷ đồng (-15.9% YoY) và 2,470 tỷ đồng (+14.1% YoY) và 1,094 tỷ đồng (+17.4% svck) nhờ mức sản lượng đi ngang +1% trong 2024 và tăng 11% đạt 2464 triệu kWh trong 2025. Biên lợi nhuận thuần cải thiện từ 38.6% lên 39.23% nhờ chi phí lãi vay giảm từ khoản cho vay 350 tỷ trả nợ dài hạn từ công ty mẹ REE. Theo đó, mức EPS dự phóng của công ty trong năm 2024F/2025F đạt 2,810 đồng và 3,130 đồng.

Về rủi ro đầu tư, chúng tôi lưu ý quản trị các loại rủi ro liên quan:

- Rủi ro liên quan đến tiến độ đàm phán giá điện
- Rủi ro thời tiết không thuận lợi

<b>EV/EBITDA</b>	<b>P/E</b>
<b>VND 45,100</b>	<b>VND 59,500</b>



## Diễn biến giá cổ phiếu



## Thông tin cổ phiếu (31/12/2024)

**Giá hiện tại (VND) 28,500**

Biến động giá 52T 21,630 – 27,680

Khối lượng GDBQ 52T 3,979,076

Vốn hóa (tỷ đồng) 10,157.21

P/E 13.1

P/B 1.28

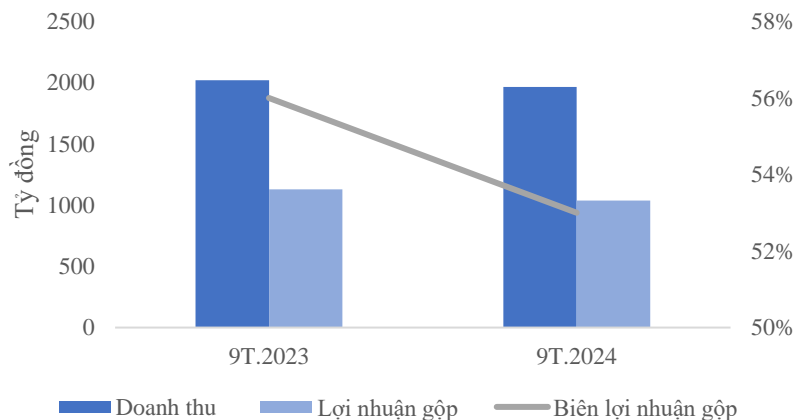
**Công ty cổ phần Tập đoàn Hà Đô** tiền thân là công ty xây dựng trực thuộc Bộ Quốc Phòng được thành lập năm 1990, chủ yếu kinh doanh đầu tư bất động sản, sản xuất thủy điện và điện tái tạo như năng lượng mặt trời và năng lượng gió. Cho đến nay, công ty đã sở hữu 15 dự án khu đô thị và căn hộ, 8 dự án văn phòng cho thuê và khách sạn, 5 nhà máy thủy điện và 3 nhà máy điện tái tạo.

## Cập nhật KQKD Q3/2024: Duy trì sự tăng trưởng ổn định.

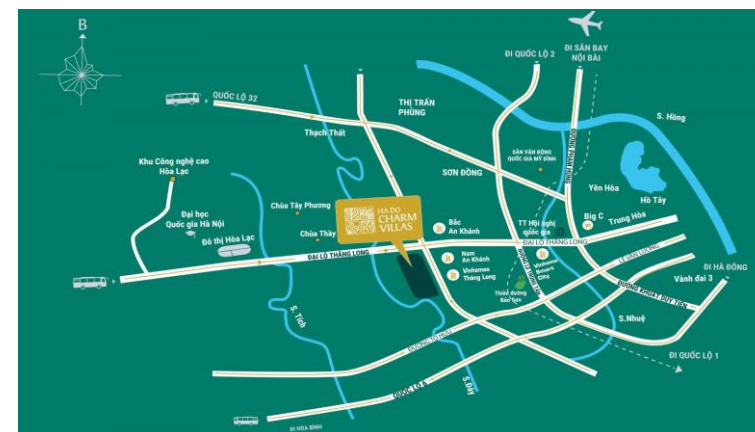
Lũy kế 9 tháng đầu năm HDG đạt doanh thu và lợi nhuận sau thuế lần lượt là 1.965 tỷ (-3% YoY) và 545 tỷ (+2% YoY), mới chỉ hoàn thành 68% chỉ tiêu doanh thu và 56% chỉ tiêu lợi nhuận cả năm. Tuy nhiên trong Q3/2024, tập đoàn Hà Đô ghi nhận 567 tỷ đồng doanh thu (+23% YoY), và lợi nhuận sau thuế ghi nhận 182 tỷ đồng (+83% YoY), trong đó:

- Mảng điện ghi nhận doanh thu trong Quý 3 đạt 445 tỷ (+24.1% YoY), do pha thời tiết đang thể hiện rõ xu hướng chuyển từ El Nino sang Trung tính giúp sản lượng thủy điện tăng mạnh 341 triệu kWh (+32% YoY)
- Doanh thu mảng bất động sản trong Q3 không tăng thêm do trong thời gian này HDG không ghi nhận thêm doanh thu từ việc mở bán dự án, nhưng lũy kế 9T2024 vẫn đạt gần 400 tỷ (+117% YoY).
- Nhu cầu cho thuê văn phòng BĐS và Khách sạn dần phục hồi với doanh thu và lợi nhuận gộp tăng lần lượt 15% và 12% YoY.

## KQKD Quý 3/2024



## Phối cảnh dự án Hado Charm Villas



## 1. Mảng thủy điện sẽ mạnh mẽ bứt phá trở lại từ Q1.25 nhờ vào pha thời tiết La Nina

Trong dự báo của Trung tâm khí tượng thủy văn, từ tháng 11/2024-01/2025, ENSO có khả năng chuyển sang trạng thái La Nina (đặc điểm mưa nhiều) khiến sản lượng thủy điện toàn hệ thống đã tăng quay trở lại, đặc biệt tại khu vực miền Trung gồm Nghệ An và Quảng Nam (vị trí các nhà máy thủy điện của HDG). Theo đó, chúng tôi dự phóng sản lượng thủy điện của HDG sẽ đạt 1192 triệu MW (+2% YoY) và tăng trưởng lên mức 1316 triệu MW (+10.4% YoY) lần lượt trong 2024F/2025F. Trong dài hạn, sau khi M&A thành công 2 nhà máy thủy điện Sơn Linh – Sơn Nham (công suất 24MW) trong 2026 sản lượng điện đóng góp sẽ tăng lên 64 triệu MW nâng tổng công suất lên 1402 triệu MW (+6.5% YoY).

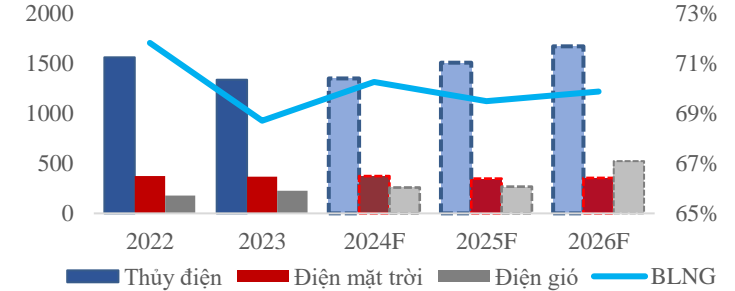
## 2. Doanh thu mảng BĐS trong năm 2025 sẽ bứt phá trở lại nhờ vào việc mở bán dự án Hado Charm Villas đợt 3.

Trong năm 2024, HDG liên tục trì hoãn việc mở bán do doanh nghiệp muốn đạt được lợi ích tối đa phần còn lại của dự án (108/528 căn) trong bối cảnh (1) nhu cầu nhà ở khu vực phía Bắc tăng cao với tỉ lệ hấp thụ loại hình BĐS này đang ở thể hiện sự tích cực tính đến 9T24 đạt gần 65% và (2) nguồn cung nhà ở đang không còn nhiều dẫn đến giá bán các dự án biệt thự/liền kề tại khu vực Hoài Đức đang có mức tăng thuận lợi ở mức 188,7 triệu VND/m<sup>2</sup> (+58.3% YoY) cao hơn đáng kể so với giá bán của Charm Villas (158 triệu VND/m<sup>2</sup>). Chúng tôi ước tính giá bán của dự án trong đợt 3 này khoảng 130-140 triệu VND/m<sup>2</sup> và kỳ vọng HDG sẽ ghi nhận doanh thu phần còn lại của dự án đạt 2,306 tỷ đồng VND trong giai đoạn 2025-2026 do các sản phẩm đã hoàn thiện và chỉ đợi thời điểm phục hồi. Hơn nữa, kỳ vọng ghi nhận dòng tiền gối đầu từ 2 dự án Green Lane và Minh Long trong giai đoạn 2026-2028. Hai dự án này được xây dựng theo loại hình chung cư với qui mô 2.3 – 2.7 ha tại TP.HCM. Chúng tôi dự phóng doanh thu cho mảng kinh doanh BĐS của Hà Đô sẽ đạt 1,222 tỷ VND (+144% YoY) và 1,786 tỷ VND (+46% YoY) lần lượt trong giai đoạn 2025F/2026F.

## 3. Duy trì cấu trúc tài chính lành mạnh tạo lập nền tảng an toàn cho sự phát triển bền vững của 1 tập đoàn đa ngành.

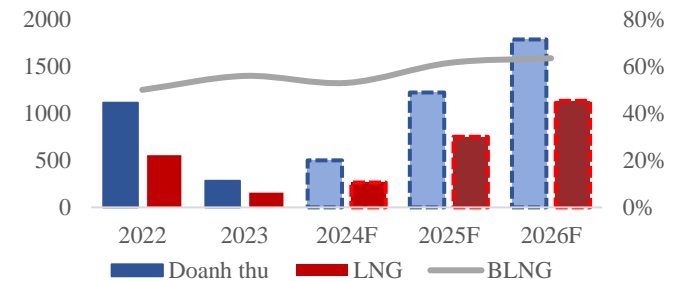
Sau giai đoạn đầu tư lớn vào mảng năng lượng điện khiến dư nợ vay tăng cao từ năm 2019, mức dư nợ vay của doanh nghiệp đã có xu hướng giảm dần xuống mức hơn 5,400 tỷ đồng (phần lớn dùng để đầu tư vào các dự án điện NLTT) và chiếm 37.5% tổng nguồn vốn giúp duy trì cơ cấu tài chính an toàn và được dự báo tiếp tục giảm dần tỉ trọng nợ vay. Bên cạnh đó, chi phí lãi vay của doanh nghiệp đã tăng gấp đôi lên đến 486.6 tỷ đồng trong giai đoạn 2019-2023. Tuy nhiên doanh nghiệp có khả năng chi trả nợ vay và lãi vay rất tốt nhờ vào dòng tiền ổn định từ mảng năng lượng. Chúng tôi ước tính dòng tiền từ hoạt động kinh doanh đối với mảng điện hàng năm đạt khoảng 950-1100 tỷ đồng, đảm bảo khả năng trả nợ được các khoản vay dài hạn của doanh nghiệp. Ngoài ra, các dòng tiền từ HĐKD khác đều mang về dòng tiền dương sẽ giúp hỗ trợ cho việc trả nợ vay của HDG.

Dự phóng doanh thu và BLNG mảng điện 2024F-2026F



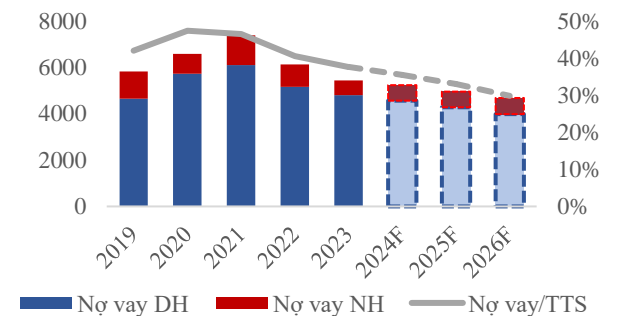
Nguồn: HDG, GTJASVN Research

Dự phóng doanh thu và BLNG mảng BĐS 2024F-2026F



Nguồn: HDG, GTJASVN Research

Dự báo tỉ lệ nợ vay/TTS



Nguồn: HDG, GTJASVN Research

Chúng tôi đưa ra khuyến nghị **MUA** đối với cổ phiếu **HDG** với giá trị hợp lý cho năm 2025 là **34,300 VND/cp** (Upside 20.4% so với giá đóng cửa ngày 31/12/2024) dựa trên phương pháp định giá từng phần SOTP. Trong đó, với đóng góp chính đến từ (1) Mảng năng lượng đến từ thủy điện, điện gió và điện mặt trời, (2) Doanh thu từ dự án Hado Charm Villas giai đoạn 3 từ 2025-2026 và dòng tiền từ 2 dự án Hado Green Lane và Linh Trung trong giai đoạn 2026-2028 và (3) Doanh thu cho thuê văn phòng và khách sạn tăng trưởng trong 2024F/2025F lần lượt là 8% và 15%. Chúng tôi sử dụng phương pháp: (1) DCF cho mảng điện với tỷ lệ chiết khấu WACC = 11.96% và tỷ lệ tăng trưởng dài hạn giả định là 0.5%/năm, (2) RNAV cho mảng BĐS nhà ở với tỷ lệ chiết khấu đạt 13%, (3) mảng cho thuê văn phòng và khách sạn với tỷ lệ chiết khấu Cap Rate = 8.5% và (4) định giá bằng giá trị sổ sách cuối Q3/2024 đối với mảng xây lắp và các dịch vụ khác.

Về rủi ro đầu tư, chúng tôi quan ngại các rủi ro liên quan đến việc:

- ❖ Rủi ro pháp lý về các dự án Hado Green Lane và Minh Long
- ❖ Rủi ro cơ chế giá FIT của nhà máy điện SP InFra 1 bị hủy

WACC	
Beta (Adjusted)	1.25
Risk Premium	11%
Risk free rate	3.1%
<b>Ke</b>	<b>14.4%</b>
<b>Kd</b>	<b>8.3%</b>
E/A	34%
D/A	66%
<b>WACC</b>	<b>11.96%</b>

Mảng kinh doanh	Phương pháp	Tỷ lệ Chiết khấu	NPV 2025F
<b>Điện</b>	<b>DCF</b>	<b>11.96%</b>	<b>10,243</b>
Kinh doanh BĐS	RNAV	13%	3,052
Cho thuê văn phòng và khách sạn	Capitalization Rate	8.5%	1,370
Xây lắp và dịch vụ khác	Book Value		64
<b>Tổng giá trị</b>			<b>14,729</b>
(+) Tiền và tương đương tiền			1,993
(-) Nợ vay			4,947
(-) Lợi ích cổ đông thiểu số			239
<b>Giá trị doanh nghiệp (Tỷ VND)</b>			<b>11,536</b>
SLCP lưu hành			336,331,529
<b>Giá mục tiêu</b>			<b>34,301</b>
<b>Upside</b>			<b>20.4%</b>





## KHUYẾN CÁO

Các nhận định trong báo cáo này phản ánh quan điểm riêng của chuyên viên phân tích chịu trách nhiệm chuẩn bị báo cáo này về mã chứng khoán hoặc tổ chức phát hành. Nhà đầu tư nên xem báo cáo này như một nguồn tham khảo và không nên xem báo cáo này là nội dung tư vấn đầu tư chứng khoán khi đưa ra quyết định đầu tư và Nhà đầu tư phải chịu toàn bộ trách nhiệm đối với quyết định đầu tư của chính mình. Công ty cổ phần chứng khoán Guotai Junan Việt Nam không chịu trách nhiệm đối với toàn bộ hay bất kỳ thiệt hại nào, hay sự kiện bị coi là thiệt hại nào là hệ quả phát sinh từ hoặc liên quan tới việc sử dụng toàn bộ hoặc từng phần thông tin hay ý kiến nào được đề cập trong bản báo cáo này.

Chuyên viên phân tích chịu trách nhiệm chuẩn bị báo cáo này nhận được thù lao dựa trên các yếu tố khác nhau, bao gồm chất lượng và độ chính xác của nghiên cứu, phản hồi của khách hàng, yếu tố cạnh tranh và doanh thu của công ty. Công ty cổ phần chứng khoán Guotai Junan Việt Nam và cán bộ, Tổng giám đốc, nhân viên có thể có một mối liên hệ đến bất kỳ chứng khoán nào được đề cập trong báo cáo này (hoặc trong bất kỳ khoản đầu tư nào có liên quan).

Chuyên viên phân tích chịu trách nhiệm chuẩn bị báo cáo này nỗ lực để chuẩn bị báo cáo trên cơ sở thông tin được cho là đáng tin cậy tại thời điểm công bố. Công ty cổ phần chứng khoán Guotai Junan Việt Nam không tuyên bố hay cam đoan, bảo đảm về tính đầy đủ và chính xác của thông tin đó. Các quan điểm và ước tính trong báo cáo này chỉ thể hiện quan điểm của chuyên viên phân tích chịu trách nhiệm chuẩn bị báo cáo tại thời điểm công bố và không được hiểu là quan điểm của Công ty cổ phần chứng khoán Guotai Junan Việt Nam và có thể thay đổi mà không cần báo trước.

Báo cáo này được chuẩn bị cho mục đích duy nhất là cung cấp thông tin cho các Nhà đầu tư bao gồm nhà đầu tư tổ chức và nhà đầu tư cá nhân của Guotai Junan Việt Nam tại Việt Nam và ở nước ngoài theo luật pháp và quy định có liên quan rõ ràng tại quốc gia nơi báo cáo này được phân phối và không nhằm đưa ra bất kỳ đề nghị hay hướng dẫn mua, bán hay nắm giữ chứng khoán cụ thể nào ở bất kỳ quốc gia nào. Các quan điểm và khuyến cáo được trình bày trong bản báo cáo này không tính đến sự khác biệt về mục tiêu, nhu cầu, chiến lược và hoàn cảnh cụ thể của từng Nhà đầu tư. Nhà đầu tư hiểu rằng có thể có các xung đột lợi ích ảnh hưởng đến tính khách quan của bản báo cáo này.

Nội dung của báo cáo này, bao gồm nhưng không giới hạn nội dung khuyến cáo không phải là căn cứ để Nhà đầu tư hay một bên thứ ba yêu cầu Công ty cổ phần chứng khoán Guotai Junan Việt Nam và/hoặc chuyên viên chịu trách nhiệm chuẩn bị báo cáo này thực hiện bất kỳ nghĩa vụ nào với Nhà đầu tư hay một bên thứ ba liên quan đến quyết định đầu tư của Nhà đầu tư và/hoặc nội dung của báo cáo này.

Bản báo cáo này không được sao chép, xuất bản hoặc phân phối lại bởi bất kỳ đối tượng nào cho bất kỳ mục đích nào mà không có sự cho phép bằng văn bản của đại diện có thẩm quyền của Công ty cổ phần chứng khoán Guotai Junan Việt Nam. Vui lòng dẫn nguồn khi trích dẫn.





## GUOTAI JUNAN (VIETNAM) RESEARCH DEPARTMENT

### Vũ Quỳnh Như

Research Analyst

[nhuvq@gtjas.com.vn](mailto:nhuvq@gtjas.com.vn)

(024) 35.730.073- ext:702

### Ngô Diệu Linh

Research Analyst

[linhnd@gtjas.com.vn](mailto:linhnd@gtjas.com.vn)

(024) 35.730.073- ext:705

### Trịnh Khánh Linh

Research Analyst

[linhkt@gtjas.com.vn](mailto:linhkt@gtjas.com.vn)

(024) 35.730.073- ext:707

### Nguyễn Đức Bình

Senior Research Analyst

[binhnd@gtjas.com.vn](mailto:binhnd@gtjas.com.vn)

(024) 35.730.073- ext:704

### Nguyễn Kỳ Minh

Chief Economist

[minhmk@gtjas.com.vn](mailto:minhmk@gtjas.com.vn)

(024) 35.730.073- ext:706

### Trần Thị Hồng Nhung

Deputy Director

[nhungtth@gtjas.com.vn](mailto:nhungtth@gtjas.com.vn)

(024) 35.730.073- ext:703





CHỨNG KHOÁN GUOTAI JUNAN (VIỆT NAM)  
GUOTAI JUNAN SECURITIES (VIETNAM)

CONTACT	HANOI HEAD OFFICE	HCMC BRANCH
For advising: (024) 35.730.073	P9-10, 1 <sup>st</sup> floor, Charmvit Tower	3 <sup>rd</sup> floor, No.2 BIS, Công Trường Quốc Tế, Ward 6, District 3, HCMC
For placing order: (024) 35.779.999	Tel.: (024) 35.730.073	Tel.: (028) 38.239.966
Email: <a href="mailto:info@gtjas.com.vn">info@gtjas.com.vn</a> Website: <a href="http://www.gtjai.com.vn">www.gtjai.com.vn</a>	Fax: (024) 35.730.088	Fax: (028) 38.239.696

